UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA

INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO

"Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade"

Pedro Miguel Casalou Torres

(Licenciado)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia e Gestão de Tecnologia

Orientador: Doutor José Pedro da Silva Sucena Paiva

Co-Orientadores: Engenheira Maria João dos Santos Rodrigues Pinto
Engenheiro Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Júri

Presidente: Doutor José Pedro da Silva Sucena Paiva

Vogais: Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos
Doutor Manuel Frederico Tojal de Valsassina Heitor

Julho 2004

“L’important n’est pas ce qu’on fait de nous,
mais ce que nous faisons nous-même de ce qu’on a fait de nous.”

“O importante não é o que fazem de nós,
mas o que nós mesmos fazemos do que fizeram de nós.”

Jean-Paul Sartre

Agradecimentos

Sendo as imperfeições do trabalho inteiramente atribuíveis ao seu autor, as virtudes, se as há, ficam também a dever-se a professores, colegas, familiares e amigos.

Antes de mais, quero apresentar os sinceros agradecimentos à minha insuperável equipa de orientação.

Ao Professor Sucena Paiva agradeço a disponibilidade demonstrada, a paciência com que me ouvia no último dia de cada semana, os seus comentários críticos e, acima de tudo, a confiança que depositou em mim.

À Engenheira Maria João Rodrigues agradeço o entusiasmo com que, desde o início, me acompanhou. Mas também as críticas, as perguntas, os pormenores, o sorriso. Amiga.

Ao Engenheiro (e chefe) Rui Pestana agradeço os inúmeros textos que disponibilizou, o acompanhamento preciso do trabalho, os meios, o tempo, a compreensão. Tudo.

Aos meus colegas, professores, amigos do Mestrado em Engenharia e Gestão de Tecnologia agradeço o espírito de grupo e as palavras de incentivo.

Para a Rede Eléctrica Nacional um agradecimento muito especial, pela oportunidade que me deu de despender tanto tempo na dissertação, encarando-a sempre de forma respeitosa.

Aos meus pais, outros familiares e amigos agradeço a compreensão, o carinho e a estabilidade proporcionada.

Agradeço ainda a todos aqueles que, de alguma forma, possam ter contribuído para a sua realização.

À Maria, a quem devo bem mais do que estas linhas.

Resumo

A liberalização do Mercado Europeu da Electricidade trouxe consigo grandes mudanças e novos desafios, em particular para o ambiente da Operação do Sistema. Neste novo contexto, produtores e consumidores desejam que as restrições ao comércio sejam tão reduzidas quanto possível. Os trânsitos de energia transfronteiriços aumentam e tornam-se mais dinâmicos, conduzindo ao aparecimento de congestionamentos na rede Europeia sempre que excedem a capacidade nominal das linhas de transmissão.

Aos Operadores de Sistema compete a garantia das condições de segurança do sistema de transmissão de energia eléctrica. Na fase de planeamento de operação, devem ainda prever os trânsitos de energia, verificar se as linhas os comportam e solucionar eventuais congestionamentos.

No passado, o perfil de geração era muito estável entre dias sendo portanto fácil a previsão dos trânsitos. Mais ainda, o volume de comércio de energia eléctrica entre países era reduzido e a incerteza associada à previsão era menor que a restante capacidade de interligação disponível.

Agora, a natureza do trânsito de energia altera-se, devido à variabilidade da localização das injecções de potência, variabilidade essa motivada pelo aumento, por um lado, do comércio transfronteiriço e, por outro, da geração a partir de fontes de energia renováveis, em particular de energia eólica.

O presente trabalho estuda metodologias de resolução de congestionamentos nas linhas transfronteiriças da rede de transporte, entre Portugal e Espanha, na fase de planeamento de operação, comparando-as de acordo com os critérios definidos pelos Reguladores Europeus do Sector Eléctrico.

O estudo é depois particularizado aos métodos que, por via da alteração dos perfis de geração e/ou consumo, são capazes de eliminar os congestionamentos verificados perante qualquer cenário de rede. Analisam-se aqui as medidas de redespacho que alteram o programa de interligação e a metodologia de separação de mercado, comparando-as num ambiente de simulação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

Palavras – chave: Mercado Ibérico de Electricidade, Congestionamentos, Rede de Transporte, Capacidade das Linhas de Interligação, Metodologias.

Abstract

The liberalization of the European Electricity Market brought major changes and new challenges to the Transmission System Operators environment. In this new context, each producer and consumer aims at no trade restrictions. Power flows become higher and more dynamic while significant increase in congestion arises on the European grid when transmission line capacities cannot cope with energy flows.

Transmission System Operators have to ensure the security of the electric transmission system. In operational planning phase, they have to predict the physical flows, check if they are beyond lines' capacity and manage the congestion if any.

In the past, the localization of generation was most of the time very stable from one day to the other, so the physical flows were easier to predict. Moreover, the amount of electric exchanges was lower and the physical flows forecast uncertainty was smaller than the remaining transfer capacity.

Nowadays, power flows' nature has undergone major changes due to not only the increase of short term trading of electricity but also to the increase of distributed power generation.

In this dissertation the main methods for resolving transmission grid interconnections congestions are investigated, regarding the operational planning phase. The methods are compared according to the criteria defined by Electric System European Regulators.

The study is then particularized to methods that, by changing generation and load patterns, are able to solve congestion for any grid scenario. Cross-border co-ordinated redispatching and market splitting are analyzed through simulation of the future Iberian Electricity Market.

Keywords: Iberian Electricity Market, Congestion Management, Transmission Grid, Interconnection Capacity, Methodologies.

Lista de Figuras

Página

Página

Lista de Tabelas

Página

Página

Página

Lista de Siglas e Símbolos

A	Ampere
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CENT	Cêntimos
CNE	*Comisión Nacional de Energia*
DACF	*Day Ahead Congestion Forecast*
EDP	Electricidade de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETSO	*European Transmission System Operators*
MT	Média Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MIE	Mercado Interno de Energia
NETA	*New Electricity Trading Arrangements*
OMEL	*Operadora del Mercado de Electricidad*
OPF	*Optimal Power Flow*
REE	*Red Eléctrica de España*
REN	Rede Eléctrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
UCTE	*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*
UE	União Europeia
V	Volt
VA	Volt.Ampere
VAr	Volt.Ampere reactivo
W	Watt

Índice

Página

Página

Capítulo 1 – Introdução

1.1 – Organização do Capítulo

Este capítulo introdutório pretende enquadrar a pergunta de investigação desenvolvida ao longo da dissertação.

Assim, o capítulo inicia-se com a apresentação da estrutura funcional do sector eléctrico, introduzindo conceitos tão básicos e importantes quanto a produção e o transporte de electricidade ou a operação do sistema.

A Secção 1.3 é dedicada à apresentação resumida de uma perspectiva histórica do sector eléctrico, tendo como pano de fundo a transição de uma indústria assente em empresas verticais monopolistas para um ambiente de livre concorrência, em algumas das suas actividades constituintes. Inclui a descrição do funcionamento de alguns mercados europeus de electricidade.

A Secção 1.4 apresenta a actual estrutura do sistema eléctrico em Portugal e a Secção 1.5 apresenta alguns dos aspectos mais importantes das Directivas 96/92/CE e 2003/54/CE, com vista ao estabelecimento do Mercado Interno de Energia na União Europeia.

Na secção seguinte discutem-se alguns aspectos relacionados com o futuro Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)

A Secção 1.7 apresenta as motivações para a realização deste trabalho e os objectivos a alcançar com o mesmo.

O capítulo termina com a descrição da organização da dissertação.

1.2 – Estrutura Funcional do Sector Eléctrico

1.2.1 – Introdução

Esta secção aborda os aspectos fundamentais associados à estrutura funcional do sector eléctrico. É importante compreender que a energia eléctrica possui características intrínsecas que a distinguem dos outros bens transaccionados e que o desenho dos mercados deve ter esses aspectos em consideração. É igualmente importante compreender que, associada à electricidade, existe toda uma infraestrutura de produção e transmissão que necessita de monitorização em tempo real por forma a evitar a ocorrência de incidentes e a verificar o cumprimento dos critérios de segurança e qualidade. Mais, que os sistemas de transmissão estão interligados à escala continental e que fenómenos ocorridos a milhares de quilómetros se propagam em fracções de segundo.

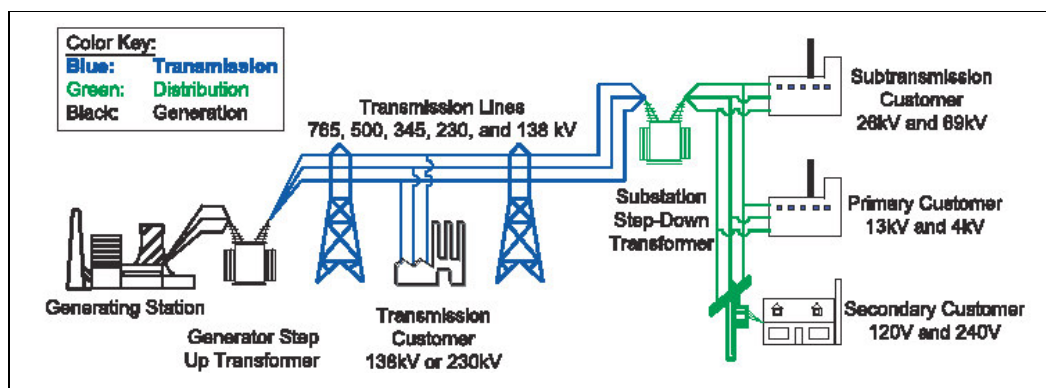
A figura seguinte ilustra a estrutura básica do Sistema Eléctrico.

Fonte: [68]

Figura 1.2.1.1 – Estrutura física do sistema eléctrico

Assim, e da esquerda para a direita, a figura apresenta os principais constituintes do sistema:

1. o sistema electroprodutor, representado por uma central;
2. os transformadores elevadores de tensão, cuja função é elevar a tensão de produção à saída do gerador para o nível de tensão da rede de transporte;

3. a rede de transporte, representada a azul, que em Portugal contempla os níveis de 150, 220 e 400 kV;
4. os clientes alimentados a partir da rede de transporte (em Portugal, por exemplo, a AutoEuropa em Palmela);
5. as subestações, contendo equipamento de corte, seccionamento, medida, controlo, transformação, cuja principal função associada é baixar o nível de tensão;
6. a rede de distribuição, a verde, que em Portugal contempla os níveis de tensão abaixo dos 60 kV e, em particular, a tensão de grande distribuição associada aos clientes domésticos, os 220 V.

1.2.2 – A Electricidade

A electricidade entregue ao consumidor é simultaneamente um bem, (a energia) e um serviço (transporte, distribuição e operação do sistema) e, apesar de apresentar semelhanças com muitos dos produtos existentes, possui características que a diferenciam. Em particular,

- não pode ser armazenada, pelo que a produção tem que igualar o consumo em cada instante;
- milésimos de segundo separam a produção do consumo, pois o bem circula à velocidade da luz;
- constitui um produto não diferenciável (homogéneo), uma vez entregue à rede;

Há ainda a considerar que

- a manutenção da garantia de abastecimento requer a construção de redes malhadas complexas que conduzem a energia por múltiplos caminhos, muitas vezes não pelo percurso mais desejável;
- as perdas eléctricas aumentam com a distância.

1.2.3 – A Produção

A produção de electricidade constitui o primeiro processo na entrega de electricidade aos consumidores e consiste na transformação de uma forma de energia (mecânica, química ou outra) em energia eléctrica. A electricidade tem sido gerada, ao longo dos últimos 100 anos, com recurso a várias fontes energéticas. A primeira central utilizava madeira. Nos dias de hoje, a produção assenta principalmente no fuel, no gás natural, no carvão, na hidroelectricidade e no nuclear, havendo já, em alguns países, alguma produção importante de cariz renovável e descentralizado, em particular, de origem eólica. A figura seguinte apresenta informação estatística referente à produção de electricidade em Portugal, entre os anos de 1994 e de 2003.

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
GWh										
EMISSÃO HIDRÁULICA	**10 114**	**7 894**	**13 920**	**12 256**	**12 226**	**6 903**	**10 847**	**13 394**	**7 261**	**14 669**
CPPE	9 506	7 458	13 138	11 523	11 506	6 456	10 229	12 607	6 764	13 965
Fios de água	5 596	4 007	8 149	7 409	7 159	4 033	6 007	7 107	3 936	8 928
Albufeiras	3 910	3 451	4 989	4 114	4 348	2 423	4 221	5 500	2 828	5 037
Centrais SENV	608	435	782	733	718	447	618	787	497	704
EMISSÃO TÉRMICA	**16 222**	**19 510**	**14 473**	**15 116**	**19 449**	**27 953**	**24 264**	**24 313**	**29 357**	**22 394**
CPPE	14 481	16 607	11 212	11 511	15 392	17 002	13 771	14 340	17 437	12 619
Tapada do Outeiro	223	252	105	268	73	85	11	30	44	-1
Carregado	753	1 301	245	168	1 682	2 714	1 257	1 511	2 408	1 091
Barreiro	304	254	94	138	209	246	179	211	249	195
Setúbal	4 167	5 202	2 351	2 558	5 035	4 636	3 194	3 861	5 191	1 834
Sines	9 035	9 598	8 417	8 390	8 395	9 319	9 091	8 677	9 532	9 473
Turbinas a gás	0	0	0	0	8	2	38	50	13	26
TER (Ribatejo)										203
Tejo Energia (Pego)	1 740	2 903	3 261	3 605	2 796	4 822	4 599	4 022	4 794	4 168
Turbogás					1 261	6 129	5 894	5 951	7 126	5 404
BOMB. HIDROELÉCTRICA	**63**	**159**	**137**	**100**	**101**	**491**	**558**	**485**	**670**	**485**
PROD. REG. ESPECIAL	**799**	**1 123**	**1 518**	**1 774**	**1 964**	**2 290**	**2 460**	**2 554**	**2 817**	**3 708**
Térmicos	459	787	998	1 196	1 356	1 701	1 706	1 645	1 771	2 211
Hidráulicos	338	333	511	554	530	481	602	671	707	1 026
Eólicos	3	3	9	24	78	108	153	238	340	472
S. IMPORTADOR	**887**	**914**	**1 111**	**2 897**	**272**	**-857**	**917**	**239**	**1 899**	**2 794**
IMP (s/ trânsito)	*1 077*	*1 064*	*1 285*	*3 005*	*399*	*626*	*1 762*	*1 307*	*2 185*	*3 078*
EXP (s/ trânsito)	*190*	*150*	*175*	*108*	*127*	*1 483*	*845*	*1 068*	*286*	*284*
ENERGIA caudal	*1 178*	*1 591*	*2 830*	*2 373*	*3 571*	*3 002*	*2 935*	*2 611*	*3 144*	*2 821*
CONSUMO SEP+SENV										
(Referido à emissão)	**27 968**	**29 281**	**30 886**	**31 944**	**33 809**	**35 799**	**37 930**	**40 016**	**40 664**	**43 080**
Evolução ocorrida	***3.0***	***4.7***	***5.5***	***3.4***	***5.8***	***5.9***	***6.0***	***5.5***	***1.6***	***5.9***
Evol com temp e dias úteis	***4.6***	***5.1***	***4.0***	***4.5***	***5.2***	***4.8***	***5.4***	***5.6***	***2.6***	***4.3***
Consumo SENV	0	0	0	0	0	0	227	547	1 019	4 258
Consumo SEP	27 969	29 281	30 885	31 944	33 809	35 799	37 703	39 469	39 645	38 822
POT. INSTALADA (MW)	**7 644**	**8 133**	**8 136**	**8 142**	**8 416**	**9 076**	**9 029**	**9 040**	**8 981**	**9 241**
Hidráulica (s/PRE)	3 976	4 173	4 177	4 184	4 173	4 174	4 174	4 186	4 127	4 127
Utiliz (%)	*29*	*22*	*38*	*33*	*33*	*19*	*30*	*37*	*20*	*41*
Térmica (s/PRE)	3 668	3 960	3 959	3 958	4 241	4 901	4 855	4 855	4 855	5 115
Utiliz (%)	*50*	*56*	*42*	*44*	*52*	*65*	*57*	*57*	*69*	*54*
PONTA MÁXIMA (MW)	**6 069**	**6 037**	**6 401**	**6 668**	**6 280**	**6 622**	**6 890**	**7 466**	**7 394**	**8 046**
Utiliz (%)	***61***	***64***	***62***	***61***	***61***	***63***	***63***	***61***	***63***	***61***

Fonte: [REN]

Figura 1.2.3.1 – Estatística Anual

A geração de electricidade representa, em média, entre 35 a 50% do custo final suportado pelos clientes. Uma vez que a cada central está associado um custo marginal de produção diferente, de acordo com os custos de aquisição e transporte do respectivo combustível, a geração de electricidade baseia-se no conceito de ordem de mérito (ordenação das centrais produtoras de electricidade, com base no custo de produção). Naturalmente que o custo marginal de produção de energia eléctrica a partir de uma central hídrica é nulo. À actividade de produção está associada a figura do produtor.

Em Portugal não existe ainda uma bolsa de energia e, desta forma, os lucros das centrais produtoras são assegurados por via de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) estabelecidos entre as próprias e a empresa concessionária da rede de transporte, a Rede Eléctrica Nacional[1] (REN). Estes contratos são estabelecidos a longo prazo, cobrindo a vida útil das centrais e, em 1998, garantiram aos produtores abrangidos uma taxa de rentabilidade de 8.5%, antes de impostos [49].

Até meados dos anos 80, a variação de eficiência das centrais conduzia o sistema de produção para economias de escala[2]. Assim, as centrais tornaram-se cada vez maiores, levando anos nas fases de planeamento e construção[3]. Todavia, a investigação, o desenvolvimento e o investimento, em particular na tecnologia de ciclo combinado a gás natural, têm tornado evidente que as economias de escala na geração de electricidade não são uma inevitabilidade, transformando esta actividade na mais séria candidata à total introdução da concorrência. Na maior parte das tecnologias energéticas convencionais as economias de escala manter-se-ão. É a tecnologia de gás natural que possibilita um desacoplamento efectivo entre dimensão e viabilidade económica havendo quem a aponte como única razão sustentada para a liberalização do sector de produção. Em Portugal, a primeira central a operar a gás natural, a Central da Tapada do Outeiro, iniciou a produção em 1998 contemplando 3 grupos, de 330 MW cada; 5 anos mais tarde, a segunda central a utilizar esta tecnologia, a Central do Ribatejo, contava com 2 grupos, de 392 MW cada.

---

[1] http://www.ren.pt/

[2] Aplicava-se a relação "quanto maior a potência da central, maior a eficiência".

[3] Uma central nuclear, por exemplo, demora entre 6 a 10 anos a ser construída e pode ter grupos com potências instaladas da ordem dos 1 000 MW.

1.2.4 – O Transporte e a Distribuição

A transmissão de electricidade é o segundo processo constituinte do abastecimento dos consumos eléctricos. É deste modo que a corrente eléctrica é transmitida, através das redes de transporte[4] e distribuição[5], desde os locais remotos onde estão instaladas as unidades de geração até aos locais de consumo. O ritmo elevado no processo de industrialização no século XX tornou as linhas de transmissão parte crítica de toda a infraestrutura económica dos países desenvolvidos.

O transporte representa, em média, cerca de 5 a 15% do custo final da electricidade. A electricidade flui na rede de transporte, sendo entregue às redes de distribuição locais e, depois, aos clientes[6]. Às actividades de transporte e distribuição estão associadas as figuras das empresas concessionárias ou proprietárias das respectivas redes. É importante realçar que nesta rede a electricidade flui livremente, de acordo com as Leis de *Kirchoff*, não existindo o conceito de semáforo ou de fila de espera, como sucede, por exemplo, nas redes ferroviárias ou nas redes telefónicas. Por este motivo, os fluxos têm que ser geridos em tempo real, requerendo supervisão permanente, tarefa a cargo do Operador de Sistema.

Já a distribuição representa entre 30 a 50% da factura final de electricidade e a sua função é a transmissão de electricidade desde a rede de transporte até aos clientes finais. À distribuição estiveram, desde sempre, associadas as funções de apoio e assistência técnica ao cliente, contagem e facturação. Em ambiente de mercado concorrencial, ao nível retalhista, a separação de funções é inevitável.

Assim, de forma simplificada, pode dizer-se que a rede de transporte opera com as centrais produtoras e a rede de distribuição opera com os clientes finais.

---

[4] Por transporte entende-se a transmissão de electricidade em Muito Alta Tensão (MAT).
[5] Por distribuição entende-se a transmissão em Alta, Média e Baixa Tensão (AT, MT e BT, respectivamente).
[6] A excepção são os clientes ligados à rede MAT.

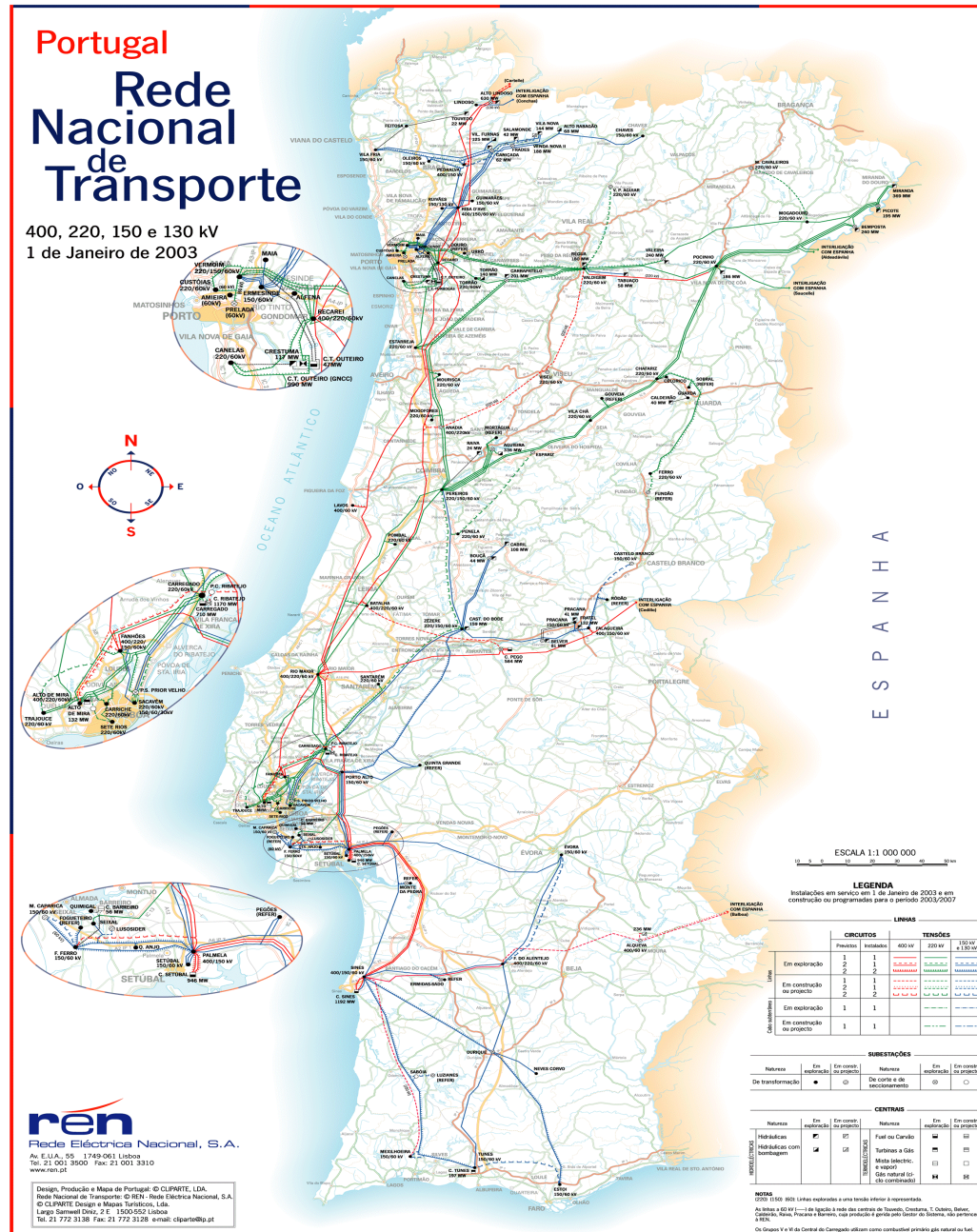
A figura apresenta o mapa da Rede Nacional de Transporte (RNT), à data de 1 de Janeiro de 2003.

Fonte: REN

Figura 1.2.4.1 – Rede Nacional de Transporte

1.2.5 – A Operação do Sistema Eléctrico

A operação do sistema eléctrico consiste em coordenar as centrais produtoras com o consumo total, mantendo o sistema de transmissão em equilíbrio eléctrico[7]. Em particular, compete ao operador de sistema a complexa tarefa de gerir o sistema eléctrico em tempo real.

Independentemente da estrutura, monopolista ou competitiva, a operação do sistema constitui um monopólio, sendo conhecido que, à operação centralizada do sistema, estão associados menores custos e maior fiabilidade [40].

A Directiva 96/92/CE da Comissão Europeia, que será analisada na Secção 1.5, apresenta, nos seus 7.º, 8.º e 9.º capítulos, as missões e objectivos de um operador da rede de transporte, na óptica da formação do mercado único da electricidade. Assim, o operador da rede de transporte é

> "responsável pela exploração, manutenção e eventual desenvolvimento da rede de transporte numa determinada área e das suas interligações com outras redes, a fim de garantir a segurança de abastecimento"

bem como

> "pela mobilização das instalações de produção da sua área e pela utilização das interligações com as outras redes",

preservando

> "a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas actividades".

Particularizando ao Operador de Sistema da Rede Nacional de Transporte, constam do seu Manual de Procedimentos as seguintes atribuições:

---

[7] Requer que, em cada instante, a potência injectada em cada nó da rede iguale a potência consumida.

- Coordenação do funcionamento da RNT de Energia Eléctrica, incluindo a gestão das interligações de MAT e dos pontos de entrega de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT e AT;
- Modulação da produção, em função do consumo, dos centros electroprodutores sujeitos a despacho;
- Coordenação das indisponibilidades da RNT de Energia Eléctrica e dos produtores sujeitos a despacho, designadamente com o programa anual de manutenção programada elaborado pelo Agente Comercial do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais[8].

A figura apresenta a nova sala de comando de Sacavém, após a remodelação, concluída em Setembro de 2003.

Fonte: REN

Figura 1.2.5.1 – Despacho Nacional (REN), em Sacavém

[8] Documento que regula as relações comerciais dentro do Sistema Eléctrico de Serviço Público e deste com o Sistema Eléctrico Não Vinculado.

1.3 – Perspectiva Histórica e Enquadramento

Os sistemas eléctricos existentes são, regra geral, estrutural e operacionalmente semelhantes, contemplando as funções físicas de produção, transporte, distribuição e operação de sistema e as funções comerciais de compra/venda por grosso e a retalho.

A organização típica da indústria, até à década de 80, era baseada em empresas verticalmente integradas responsáveis por todas essas funções[9]. O planeamento e a construção dos seus centros produtores era estreitamente coordenado com as mesmas etapas da sua rede de transmissão. E, em tempo real, os seus operadores de sistema coordenavam todas as funções por forma a assegurar que, por um lado, em cada instante o consumo era satisfeito pela electricidade produzida e, por outro, que o sistema operava de acordo com as respectivas especificações de segurança e fiabilidade. Os consumidores finais recebiam a factura que contemplava numa tarifa única o custo associado a cada uma das funções referidas – ou seja, a empresa assumia também o papel de retalhista. Estas empresas detinham, portanto, o monopólio nas áreas em que actuavam e, por isso, viam os seus preços ser regulados, ou a nível governamental, ou por entidades reguladoras[10].

A partir da década de 80, a situação começou a sofrer alterações, revolucionando o sector eléctrico de alguns países e conduzindo à liberalização de algumas das suas actividades. Enquanto resultado dessa mudança, surgiram os designados mercados de electricidade (mais tarde mercados de energia), de entre os quais o Mercado Interno na União Europeia pretende constituir-se como um exemplo de sucesso.

Apresentam-se três casos de estudo, normalmente citados na literatura dedicada a esta temática, referentes aos mercados regionais europeus a funcionar nos Países Nórdicos, na Inglaterra e País de Gales e em Espanha.

[9] No caso português, a empresa responsável era a Electricidade de Portugal (EDP).
[10] A entidade reguladora portuguesa do sector eléctrico, ERSE (http://www.erse.pt/), foi criada por meio do Decreto-Lei 187/95, de 27 de Julho de 1995.

1.3.1 – Mercado Nórdico de Electricidade

1.3.1.1 – Introdução

Durante a década de 90, o sector eléctrico dos países nórdicos passou por uma revolução, que culminou com a criação do mercado nórdico de electricidade. Esta reforma conduziu à separação das actividades de produção e venda de electricidade, expostas à competição, das actividades de transmissão e operação do sistema, monopólios naturais. Torna-se importante perceber os desenvolvimentos ocorridos, nos últimos 10 anos, neste mercado e o papel desempenhado pelos diversos agentes nesse processo.

1.3.1.2 – Processo de Desregulação. Estrutura da Indústria nos Países Nórdicos

A indústria eléctrica dos Países Nórdicos[11] sofreu uma total reestruturação durante a década de 90, tendo como principal consequência a separação entre actividades competitivas (produção e venda) e actividades não competitivas (infraestruturas de rede e sua operação).

A Noruega foi o primeiro país nórdico a introduzir competição, institucionalizada pelo *Energy Act* de Junho de 1990[12]. Mais tarde, a desregulação sueca, decidida em 1995, conduziu ao estabelecimento de uma bolsa integrando a Noruega e a Suécia, designada por *Nord Pool*[13], a operar desde Janeiro de 1996. Em Outubro de 1998, foi a vez da Finlândia se juntar ao mercado, seguida das partes ocidental (Julho de 1999) e oriental (em 2000) da Dinamarca, tornando este mercado nórdico de electricidade num mercado à escala internacional.

No mercado nórdico coexistem um operador de mercado (*Nord Pool*) e cinco operadores de sistema: a *Svenska Kraftnät*[14] na Suécia, a *Fingrid*[15] no território

---

[11] Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca.
[12] O *Energy Act* entrou em vigor no dia 1 de Janeiro de 1991 e foi desenhado com vista à reestruturação do sector eléctrico norueguês, introduzindo uma distinção clara entre produção e venda de electricidade, organizadas num mercado e transmissão de electricidade, considerada um monopólio natural. O Acto introduziu também o direito de escolha do fornecedor por parte dos consumidores.
[13] http://www.nordpool.no/information/
[14] http://www.svk.se/english/index.html
[15] http://www.fingrid.fi/index_eng.html

finlandês, a *Statnett*[16] na Noruega, a *Eltra*[17] e a *Elkraft*[18], operadores de sistema nas partes ocidental e oriental da Dinamarca, respectivamente. Existem ainda entidades reguladoras em cada país.

Os Países Nórdicos apresentam uma grande variedade no que respeita à estrutura accionista das diversas empresas do sector, ainda assim com predominância de capital público. Consequência da desregulação, o processo de reestruturação tem evoluído, resultando em fusões e aquisições nos vários sectores, da produção à operação de rede, da comercialização à distribuição[19].

Também no que respeita aos recursos utilizados para produzir electricidade a situação é heterogénea. Em particular, no ano 2000,

- a Noruega produziu toda a sua electricidade com base em geração hídrica e eólica;
- a Suécia produziu electricidade com base em geração hídrica e eólica (55%), nuclear (39%) e térmica convencional (6%);
- a Finlândia produziu electricidade recorrendo a fontes hídricas e eólicas (21%), nucleares (33%) e térmicas convencionais (46%);
- a Dinamarca fez assentar grande parte da sua geração, 88%, nas centrais térmicas convencionais e a restante de origem hídrica e eólica.

---

[16] http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1001
[17] http://www.eltra.dk/english_version
[18] http://eng.elkraft-system.dk/elkraft/uk/News.nsf
[19] Verificou-se uma diminuição significativa do número de empresas de distribuição de electricidade.

A figura apresenta a estrutura do mercado nórdico de electricidade, os seus participantes e respectivas relações.

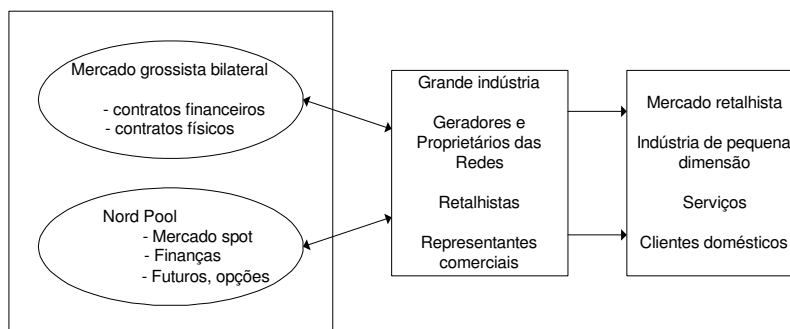



Figura 1.3.1.2.1 – Mercado Eléctrico Nórdico em 2002

Os principais papéis no mercado estão atribuídos ao regulador[20], ao operador de mercado[21], aos operadores de sistema[22], aos proprietários das redes, que operam e mantêm as redes, tendo o dever de permitir o livre acesso a terceiros e aos agentes do mercado, sejam eles produtores, consumidores ou comercializadores.

1.3.1.3 – Comércio no Mercado Nórdico

No funcionamento do mercado nórdico distinguem-se, de forma clara, duas etapas, que ocorrem em diferentes instantes no tempo e apresentam diferentes objectivos: a etapa de mercado e a etapa de controlo.

A transição da etapa de mercado para a etapa de controlo/operacional é ilustrada na figura seguinte.

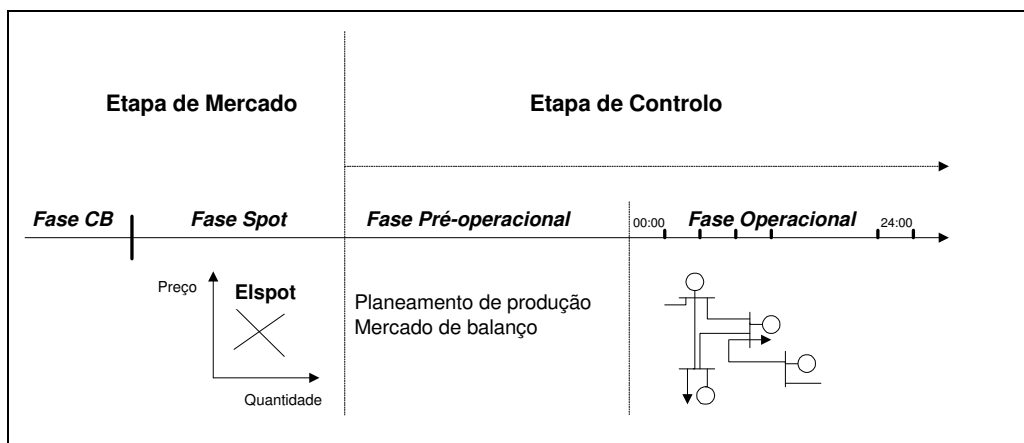
[20] Existem reguladores nos vários países nórdicos, competindo-lhes a regulação das funções monopolistas, como a propriedade das redes e a operação do sistema, bem como a regulação comercial nos mercados físico e financeiro.
[21] Existe um único operador de mercado, a *Nord Pool*.
[22] Os cinco operadores de sistema existentes, que são também os proprietários das respectivas redes de transporte, responsabilizam-se pela coordenação entre produtores, consumidores e outras redes.

Fonte: [34]

Figura 1.3.1.3.1 – Funcionamento do mercado nórdico: etapas de mercado e de controlo

Assim, a etapa de mercado inicia-se com a contratação bilateral e comércio financeiro (designada na figura por Fase CB), terminando com o fecho do mercado *spot*, às 12 horas. O mercado *spot* de energia eléctrica está associado à utilização de conceitos de mercado para encontro entre oferta e procura, com definição de quantidades e preços de transacções físicas de energia e correspondentes valores das transacções comerciais.

Na fase pré-operacional, os produtores elaboram os seus planos de produção e os vários agentes submetem ofertas ao mercado de balanço[23]. O mercado de balanço é utilizado para ajustar a produção ao consumo (controlo secundário) e para efeitos de gestão de congestionamentos durante a fase de operação, estando aberto a produtores e a consumidores. Os mercados *Elspot* e de balanço são vulgarmente designados por mercados físicos.

1.3.2 – Mercado Inglês e Galês de Electricidade

1.3.2.1 – Introdução

De Abril de 1990 a Março de 2001, o comércio no mercado inglês e galês centrava-se numa bolsa de electricidade obrigatória, funcionando no dia anterior ao da operação, com vista a satisfazer um consumo previsto, e operada com base num preço

[23] Na Noruega, por exemplo, designa-se por *Regulation Power Market* e consiste num mercado em tempo real, dirigido pelo operador de sistema.

marginal, fixado de meia em meia hora, pago a todos os geradores que produzissem nesses intervalos de tempo. Os produtores recebiam ainda uma quantia determinada, caso declarassem a sua central disponível (parcela referente aos custos fixos).

Apesar deste sistema ter funcionado bem sob uma série de aspectos, acumulou críticas ao longo dos anos. Em particular, argumentava-se que as ofertas dos produtores à bolsa não reflectiam os seus custos, daí que os preços não tivessem diminuído em sintonia com os custos de geração. Em parte, esta situação devia-se ao facto de o mercado ser dominado por um pequeno número de produtores e a bolsa facilitar o exercício do poder de mercado[24] (à custa dos consumidores), por permitir que todos os produtores recebessem a mesma quantia marginal, quantia essa fixada por apenas alguns deles. Por outro lado, a complexidade e opacidade do processo de fixação do preço da bolsa inibiu o desenvolvimento de mercados de derivados e reduziu a liquidez nos mercados de contratos[25].

O reconhecimento destes aspectos menos desejáveis, por parte do regulador inglês, levou-o a propor uma nova metodologia para realizar as transacções de energia. Esta, designada por *New Electricity Trading Arrangements*[26] (NETA), eliminou a bolsa obrigatória, permitindo contratos bilaterais entre produtores e comercializadores.

1.3.2.2 – Evolução do Mercado Inglês e Galês na fase anterior ao NETA

A reestruturação do sector eléctrico em Inglaterra e País de Gales inicia-se com a publicação do Livro Branco por parte do Governo, no início de 1988, tendo como objectivo delinear a estrutura da indústria.

Um ano depois, o *Electricity Act* passa a constituir a base legislativa para a reestruturação da indústria e, em Setembro de 1989, é estabelecido o *Office of Electricity Regulation*, o regulador independente. Em Junho de 1999 é constituído o

[24] Poder de mercado é a capacidade que uma empresa, ou grupo de empresas, tem para elevar o preço de mercado acima do valor que este teria nas condições de competição perfeita, ou seja, acima do custo marginal.

[25] No que respeita ao aspecto da divulgação de informação relativa à fixação do preço de mercado refira-se, como curiosidade, que o operador do mercado espanhol de electricidade divulga no seu site, ainda que passados 3 meses, toda a informação relativa aos mercados diário e intradiários, por forma a que qualquer agente possa simular e verificar o funcionamento da bolsa de electricidade.

[26] http://www.ofgem.gov.uk/elarch/reta_contents.htm

Office of Gas and Electricity Markets[27], acumulando responsabilidades nos sectores do abastecimento de gás e de energia eléctrica.

Em Março de 1990 a reestruturação empresarial concretiza-se: a *Central Electricity Generating Board* (CEGB) divide-se em *National Grid Company*[28] (NGC), *PowerGen*, *National Power* e *Nuclear Electric* (três companhias de geração perfazendo, no total, 91% do parque produtor instalado) e formam-se 12 companhias regionais de distribuição de electricidade que passam a ser proprietárias da NGC. Até esta data, a CEGB detinha o monopólio total da geração e da transmissão, produzindo, comprando, vendendo e abastecendo os consumidores.

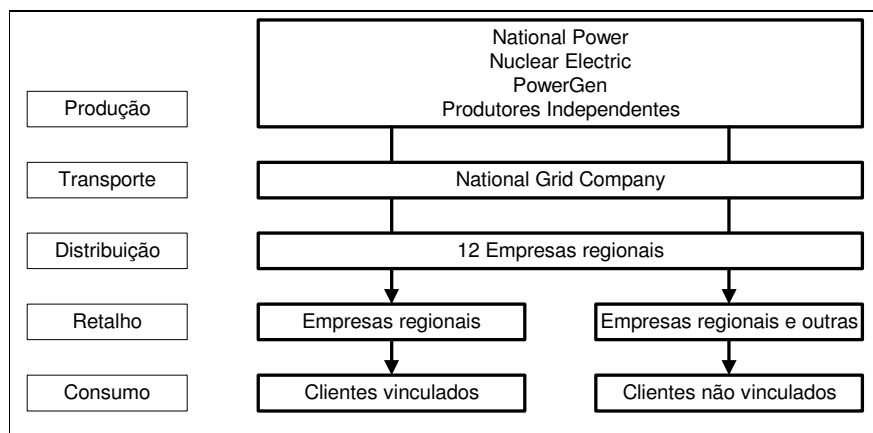
A figura seguinte ilustra a estrutura do sector após esta data.

Fonte: NGC

Figura 1.3.2.2.1 – Estrutura do sector após Março de 1990

Em Abril de 1990 inicia-se a operação da bolsa e a competição retalhista para potências superiores a 1 MW (cerca de 5000 grandes consumidores) e, em Dezembro, são privatizadas as 12 companhias regionais de distribuição. Já em Março de 1991 ocorre a privatização de 60% da *National Power* e da *PowerGen*.

Em Abril de 1994 a competição retalhista é alargada a potências superiores a 100 kW (50 000 consumidores) e em 1995 procede-se à privatização integral da *National Power*, da *PowerGen* e da NGC.

[27] http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/index.jsp
[28] Proprietária e responsável pela operação da rede de transporte de electricidade, http://www.nationalgrid.com/uk/.

No Verão de 1999 a competição retalhista é alargada a todos os consumidores[29] (cerca de 26 milhões de clientes), em 2000 é criada a entidade reguladora conjunta para a electricidade e o gás para, em 2001, se concretizar a substituição do sistema de bolsa obrigatória pelo NETA.

1.3.2.3 – NETA

O NETA foi desenhado por forma a incorporar alguns dos princípios, tidos como fundamentais, para impedir a ocorrência dos aspectos negativos detectados durante o funcionamento do anterior sistema de bolsa obrigatória:

- um mercado com todo o consumo integrado;
- ofertas firmes de compra e venda, por forma a reduzir riscos e custos;
- centralização do comércio na contratação bilateral, em vez de numa bolsa;
- mercado de desvios centralizado, por forma a manter o sistema balanceado e estabelecer correspondência entre os custos e os actores.

O NETA tem como objectivo tratar a electricidade, tanto quanto possível, como qualquer outro produto e, nesse sentido, o comércio centralizado foi reduzido, sendo intenção dos agentes reduzi-lo ainda mais. A figura seguinte apresenta uma perspectiva do(s) mercado(s) em funcionamento.

Contratação Bilateral	Mercado Bilateral de curto prazo	Balanço geração/consumo (operador de sistema)	Tempo real (períodos de 30 minutos)
Mercado Futuros	**Bolsa**	**Mecanismo de Balanço**	**Desvios e Settlement**
Ano anterior ou antes	t-24 horas	t-3.5 horas	t-0 horas

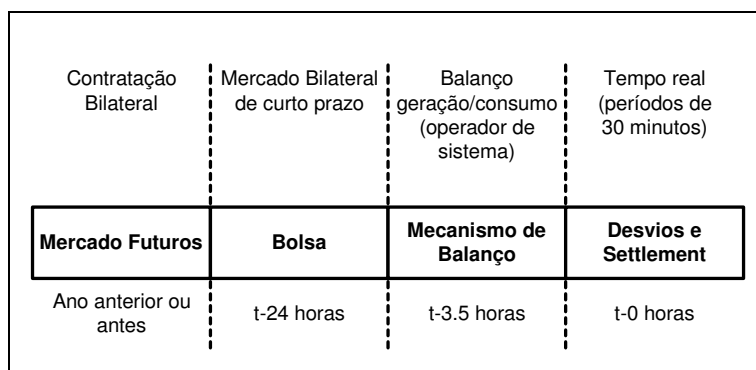



Figura 1.3.2.3.1 – Estrutura de funcionamento do mercado

[29] Dois anos após esta medida, já 11 milhões de consumidores domésticos tinham trocado de fornecedor pelo menos uma vez.

Em resposta às necessidades dos participantes no mercado, desenvolveram-se várias opções de comércio, incluindo:

- mercado de futuros (serviços disponíveis *online*), que possibilita o estabelecimento de contratos com alguns anos de antecedência em relação à entrega física;
- bolsa de curto prazo, onde os participantes têm a possibilidade de ajustar as suas posições contratuais de forma simples e acessível.

Estes mercados desenvolveram-se de modo natural, sem necessidade de coordenação centralizada por parte do regulador, tendo os participantes toda a liberdade quanto à forma como organizam as suas actividades comerciais. Contudo, neste momento, não é possível que a referida liberdade comercial se prolongue até ao instante em que se inicia a operação. Como se pode observar pela figura, fixou-se que os participantes teriam que informar os sistemas centrais dos volumes contratados e dos seus perfis de consumo ou produção até 3.5 horas antes da operação. O valor foi actualizado no dia 2 de Julho de 2002, tendo o intervalo passado a ser, desde então, de 1 hora.

Quando se inicia o período de operação (cada período tem a duração de meia hora), o operador de sistema, a NGC, controla a rede e utiliza o mecanismo de balanço que contratou por forma a garantir que a geração e o consumo se igualam a todo o instante e que os critérios de qualidade e segurança são respeitados. Mesmo para vias do mercado de balanço, os participantes não são obrigados a efectuar ofertas: trata-se de um mercado voluntário de serviços de sistema utilizado pelo operador para garantir estabilidade de frequência, controlo de tensões e reserva suficiente. Adicionalmente, é também utilizado na resolução de problemas de operação da rede.

1.3.3 – Mercado Espanhol de Electricidade

1.3.3.1 – Introdução

Historicamente, em Espanha, o abastecimento de electricidade era assegurado por um conjunto de empresas privadas e verticalmente integradas. A geração, o transporte e a distribuição eram detidos e geridos pela mesma entidade numa determinada área. Em 1985, foi criada uma empresa (pública), a *Red Eléctrica de España*[30] (REE) com duas atribuições: gerir, planear, manter e operar a rede de transporte de MAT e despachar[31] os centros produtores à luz de critérios de optimização de custos.

No final de 1997 foi aprovada a Lei Eléctrica 54/1997, estabelecendo um novo enquadramento legal e institucional para o sector eléctrico com vista a:

- garantir o abastecimento de electricidade a todos os consumidores;
- garantir que o abastecimento fosse realizado de acordo com determinadas condições de qualidade;
- alcançar os dois objectivos anteriores com custo mínimo para o consumidor final.

Assim, esta lei dividia as actividades eléctricas em actividades reguladas e actividades não reguladas. As primeiras abrangendo o transporte e a distribuição (em que existe planeamento central por forma a assegurar o suporte físico indispensável para as actividades não reguladas) e o uso de tarifas reguladas para a venda de energia (manteve-se por alguns anos, até todos os clientes serem considerados elegíveis, o que sucedeu em Janeiro de 2003) e as segundas abrangendo a geração eléctrica e venda de energia a consumidores elegíveis (sem planeamentos centrais e em que se espera que as forças de mercado conduzam à situação mais económica). A lei também requeria que nenhuma companhia exercesse, ao mesmo tempo, actividades reguladas e não reguladas.

---

[30] http://www.ree.es/

[31] Por despacho entenda-se a operação e controlo do sistema, em particular no que respeita à determinação da potência a produzir por cada gerador. Despacho económico é aquele que minimiza o custo de produção dadas as restrições impostas pela rede.

Esta lei entrou em vigor a 1 de Janeiro de 1998, estabelecendo duas entidades privadas para a gestão das partes económica e técnica do sistema eléctrico (leia-se do mercado de electricidade e da infraestrutura eléctrica), respectivamente, o Operador de Mercado[32] (OMEL) e o Operador de Sistema (REE).

A principal responsabilidade do operador de mercado é a gestão económica do sistema. Enquanto parte desta responsabilidade, os mercados diários e intradiários são geridos por si, bem como o acerto de todas as actividades não reguladas do sector eléctrico. Em particular, compete ao operador de mercado receber e aceitar (ou recusar) as ofertas de compra e venda de energia, determinar os preços marginais bem como a quantidade de energia a transaccionar, acertar/fechar as transacções quer do operador de mercado, quer do operador de sistema, publicar informação respeitante aos resultados dos mercados e propor alterações que conduzam à melhoria do modo de funcionamento dos mercados.

1.3.3.2 – Mercado Espanhol

Os agentes que negoceiam no mercado espanhol são:

1. os produtores – todos os produtores com potência superior a 50 MW que não estabeleceram um contrato bilateral físico têm, obrigatoriamente, que apresentar ofertas ao mercado diário; as unidades de menor potência também podem participar, se assim o desejarem;
2. os distribuidores – únicos agentes autorizados a vender energia de acordo com a tarifa regulada; são obrigados a adquirir toda a energia no mercado, não podendo nem estabelecer contratos bilaterais nem vender energia aos clientes elegíveis;
3. os comercializadores – submetem ofertas ao mercado para compra de energia; a energia comprada pode ser vendida a outro comercializador ou a um consumidor final qualificado/elegível;
4. os consumidores elegíveis – para um consumidor ser considerado elegível a sua tensão de alimentação tem que ser superior a determinado valor ou o seu consumo anual tem que exceder determinado limite, cujo valor

[32] http://www.omel.es/frames/es/index.jsp

diminui progressivamente, até se anular, situação em que todos os consumidores beneficiam deste estatuto. Em Espanha, este consumo limite assumiu valores de 5 GWh, 1 GWh até que, em Janeiro de 2003, todos os consumidores passaram a ser considerados qualificados. Pelo meio, depois de Julho de 2002, os consumidores alimentados a mais de 1000 Volt também mereceram esse estatuto. Enquanto consumidores qualificados existem 4 formas distintas de adquirir energia:

1. enquanto existir tarifa regulada, a partir da tarifa;
2. através de um comercializador;
3. estabelecendo um contrato bilateral físico com um produtor;
4. comprando directamente no mercado;

5. os agentes externos – o mercado espanhol está aberto à participação de agentes de outros países, desde que detentores das respectivas autorizações administrativas. Uma vez autorizados, enquadram-se numa das categorias anteriores (produtores, comercializadores ou consumidores qualificados).

A figura seguinte ilustra o que se descreveu.

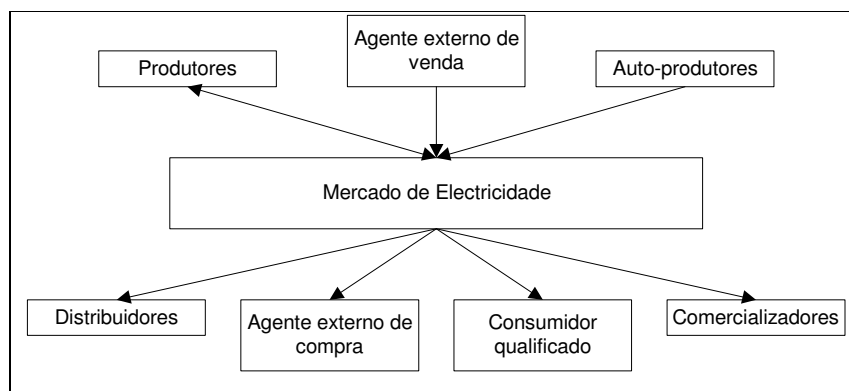



Figura 1.3.3.2.1 – Agentes no mercado espanhol de electricidade

O mercado espanhol de electricidade é composto por quatro mercados/processos independentes, apesar de interrelacionados, tal como a figura ilustra.

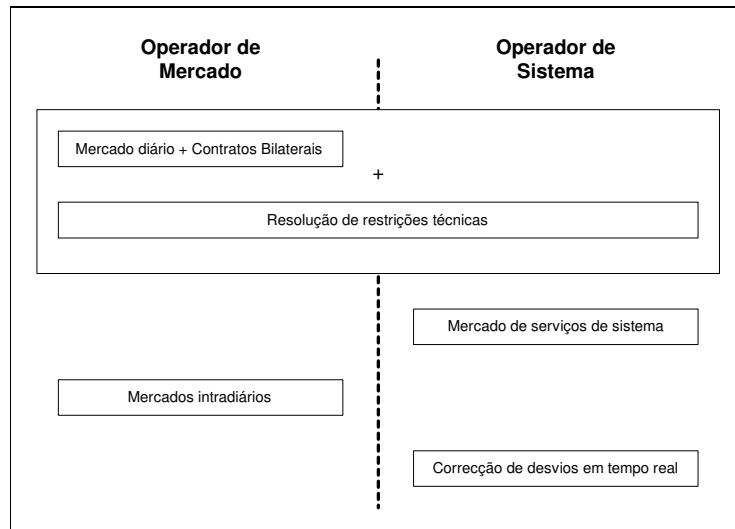



Figura 1.3.3.2.2 – Competências dos operadores de mercado e de sistema

Assim,

- Mercado diário *spot*: gerido pelo operador de mercado constitui o mercado fundamental do sistema espanhol, em cujos resultados todos os outros mercados e processos se baseiam. Os contratos bilaterais físicos estão também integrados neste mercado, tal como a resolução de restrições técnicas, esta enquanto resultado da cooperação entre os operadores de mercado e de sistema;
- Mercado de serviços de sistema: gerido pelo operador de sistema, que convoca os serviços de sistema necessários;
- Mercados intradiários: geridos pelo operador de mercado, dão aos agentes a oportunidade de ajustar os resultados quer do mercado diário, quer dos mercados intradiários que já decorreram, face a alterações de produção e/ou consumo;
- Processo de correcção de desvios em tempo real: gerido pelo operador de sistema, possibilita o tratamento adequado dos desvios entre geração e consumo que ocorrem em tempo real.

A figura seguinte pretende ilustrar o modo de funcionamento dos dois principais mercados, o diário e o intradiário.

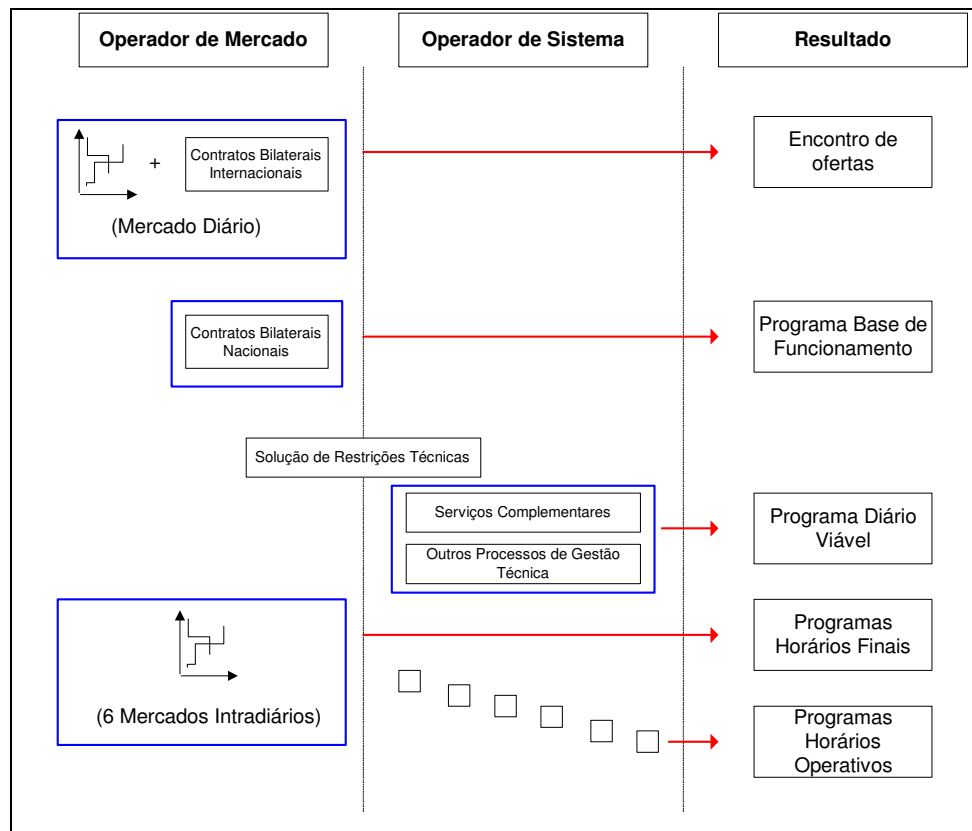



Figura 1.3.3.2.3 – Fases do funcionamento do mercado espanhol

1.3.3.2.1 – Mercado Diário

O mercado diário está organizado de forma a decorrer durante o dia anterior ao da operação. Assim, antes das 10 horas da manhã de cada dia, os agentes apresentam ao operador de mercado as suas ofertas de compra e venda para o dia seguinte. O mercado assenta numa base horária e portanto as ofertas e a energia transaccionada agrupam-se em blocos horários. Os participantes são informados dos resultados antes das 11 horas da manhã, incluindo os valores de energia contratados bilateralmente.

As ofertas de venda dos produtores que são apresentadas ao mercado, são-no de acordo com toda a capacidade disponível em cada hora do dia, descontando-se a

capacidade dedicada ao cumprimento de eventuais contratos bilaterais físicos. As ofertas de compra são, como já se referiu, apresentadas pelos distribuidores, comercializadores, produtores e consumidores qualificados.

O processo que culmina com a determinação do preço marginal e da energia a transaccionar em cada hora designa-se por programa diário base de funcionamento (ou programa sem restrições) e resulta simplesmente do encontro das ofertas adicionado dos contratos bilaterais físicos, não tendo em conta a situação da rede. O preço fixado por este mercado é o preço pago por todos os consumidores e recebido por todos os produtores – preço marginal do sistema (intersecção das curvas da procura e da oferta).

Uma vez estabelecidos os preços marginais e os planos de produção, a informação chega ao operador de sistema para que este obtenha uma solução técnica, de acordo com os padrões de segurança e qualidade a que atende. O operador de sistema, por via de um programa de análise de redes (regime N) e de contingências[33] (regime N-1), identifica as situações em que podem ocorrer sobrecargas ou problemas de tensão na rede, resultando nas unidades produtoras que devem alterar o seu programa de produção, com vista a eliminar os problemas detectados. Este processo designa-se por "*procedimiento de solución de restricciones técnicas*". No final, pelas 14 horas, obtém-se um Programa Diário Viável Provisório que, adicionado da requisição de serviços de sistema complementares, passa a Definitivo, e que o operador de sistema envia para o operador de mercado, para publicação. Este processo termina às 16 horas. Sublinha-se que o preço marginal do sistema obtido no mercado diário se mantém inalterável.

1.3.3.2.2 – Mercado Intradiário

Uma vez publicado um programa tecnicamente viável, o operador de mercado inicia as sessões do mercado intradiário, que permitem aos agentes disporem de um mercado onde podem negociar, voluntariamente, os ajustes que pretenderem. É intenção correr um mercado intradiário por hora, mas no ano de 2003 existiam apenas seis sessões. Prevê-se que o número de sessões aumente à medida que os

[33] Por contingência entenda-se a falha ou disparo inesperado de um ou mais componentes do sistema (geradores, linhas, transformadores).

procedimentos forem optimizados e simplificados, respondendo ao pedido dos agentes. Em cada uma das sessões do mercado intradiário qualquer agente (comprador ou vendedor) pode fazer ofertas, sendo única condição que os distribuidores, comercializadores e consumidores elegíveis tenham participado na correspondente sessão do mercado diário. Os resultados dos vários intradiários são adicionados ao resultado do mercado diário e a solução é enviada ao operador de sistema que verifica a viabilidade das transacções, eliminando as inviáveis e equilibrando a oferta com a procura, de acordo com a ordem de mérito do intradiário. O resultado de cada sessão do mercado intradiário dá lugar a um Programa Horário Final. A figura seguinte apresenta a estrutura das várias sessões do mercado intradiário, tal como surge no *site* do OMEL.

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de Desgloses	18:45	22:45	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:20	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Recuadre por Restricciones Publicación PHF	19:35	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 1.3.3.2.2.1 – Sessões do Mercado Intradiário

1.4 – Estrutura do Sistema Eléctrico Nacional

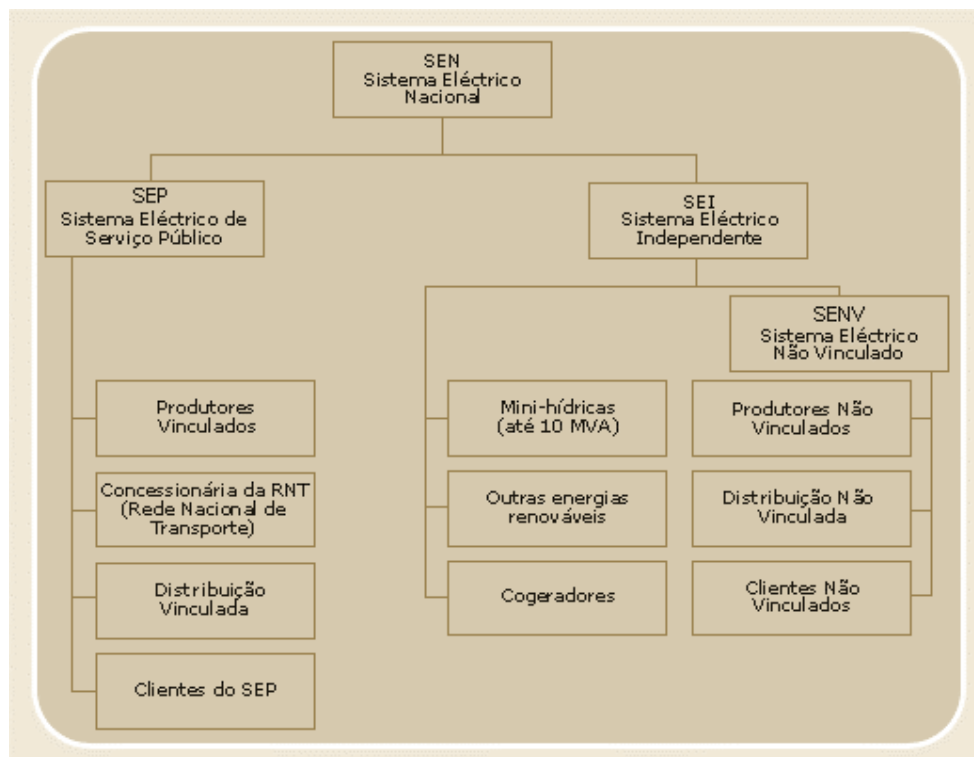
O Sistema Eléctrico Nacional (SEN), à data de 2003, está esquematicamente descrito no diagrama que se apresenta na figura.

Fonte: REN

Figura 1.4.1 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional

O SEN é constituído pelo Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e pelo Sistema Eléctrico Independente (SEI). Este último é, por sua vez, constituído pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e pelos Produtores em Regime Especial (mini-hídricas até 10 MVA, produtores que exploram outras energias renováveis e co-geradores).

No SEP, as actividades de produção, transporte e distribuição são exercidas num quadro de prestação de serviço público que obriga as empresas ao fornecimento de energia eléctrica com elevados padrões de qualidade e segundo os critérios de uniformidade tarifária, descritos na legislação e regulamentação do sector.

A produção encontra-se sujeita a um planeamento centralizado, sendo a atribuição de licenças efectuada mediante concursos públicos por prazos mínimos de 15 anos e máximos de 75 anos, pressupondo-se um relacionamento comercial exclusivo com a entidade concessionária da RNT vinculado através de Contratos de Aquisição de Energia.

O transporte é assegurado através da concessão de serviço público pelo Estado, durante um período de 50 anos, estando a cargo da entidade concessionária da RNT a gestão técnica global do SEN.

A actividade de distribuição pressupõe a concessão de uma licença vinculada e o compromisso de distribuir aos clientes a energia recebida, segundo os princípios da uniformidade tarifária e da não discriminação entre clientes.

No SENV, o acesso à actividade de produção é livre. Os produtores com capacidade instalada superior a 10 MVA estão sujeitos a despacho centralizado. Não existe planeamento centralizado neste sistema e as licenças atribuídas não têm prazo de duração. A contratação com o cliente é livre. Os clientes têm acesso a este sistema desde que detenham estatuto de cliente não vinculado, para o que basta que as instalações consumidoras sejam alimentadas em MT, AT ou MAT. O acesso ao SENV e a adesão ao SEP pressupõem aviso prévio. Os produtores e clientes têm garantia de acesso quer à RNT quer às redes de distribuição em MT e AT, mediante condições e tarifas reguladas.

Apresentam-se as actividades reguladas do SEN.

Entidade	Actividade	Descrição
REN	Aquisição de Energia Eléctrica	Actividade que tem como principal função a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos consumos do SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento do sistema electroprodutor.
	Gestão Global do Sistema	Actividade que corresponde à coordenação técnica do sistema integrado do SEP, à coordenação comercial e ao sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV.
	Transporte de Energia Eléctrica	Actividade que inclui o planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da RNT.
EDP Distribuição	Distribuição de Energia Eléctrica	Actividade que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição, por forma a veicular a energia eléctrica desde os pontos de recepção até aos seus clientes finais.
	Comercialização de Redes	Actividade que inclui a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso das redes.
	Comercialização no SEP	Actividade que engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do SEP, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia.
	Compra e Venda de Energia Eléctrica	Actividade que assegura: a) A passagem dos custos da entidade concessionária da RNT para os clientes finais, bem como das compras de energia eléctrica efectuadas pelo distribuidor vinculado no âmbito da sua parcela livre. b) A actuação dos mecanismos de ajuste anual entre os valores facturados e os adquiridos no âmbito desta actividade.

Fonte: [17]

Tabela 1.4.1 – Actividades reguladas

A articulação funcional dos diferentes agentes envolvidos no mercado português pode ser descrita pela figura seguinte.

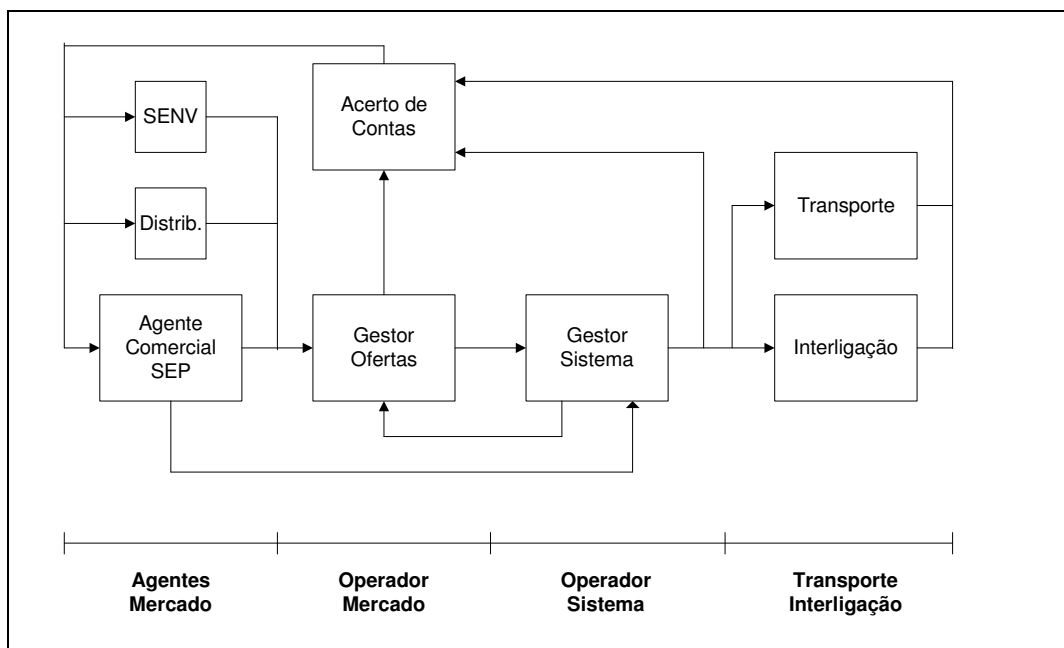



Figura 1.4.2 – Agentes do mercado português

A optimização da exploração anual, mensal, semanal e diária do parque produtor do SEP é da competência do Agente Comercial do SEP, que assim informa o Operador de Sistema, em função dos contratos celebrados, do regime de hidraulicidade e das disponibilidade dos meios de produção e sobre a ordem de mérito das centrais do SEP para o dia seguinte.

O Gestor de Ofertas é responsável pelo encontro das ofertas semanais de compra e venda de energia, sendo também responsável pela recepção da informação sobre a quantificação física dos contratos bilaterais físicos, que transmite depois ao Gestor do Sistema.

Com base nas informações recebidas do Agente Comercial do SEP e do Gestor de Ofertas, o Gestor do Sistema elabora então o programa de despacho dos centros produtores, incluindo o programa das interligações, verificando as restrições de exploração e de segurança do sistema. No caso de haver necessidade de proceder a alterações aos programas de exploração recebidos, o Gestor do Sistema informa o Gestor de Ofertas das alterações necessárias.

1.5 – Mercado Interno de Energia da União Europeia

Um dos objectivos fundamentais do Tratado de Roma é a livre circulação de bens nos Países Membros da União Europeia. Em meados dos anos 90, a Comissão Europeia concluiu que a energia eléctrica e o gás natural deveriam ser considerados bens a transaccionar num mercado único europeu o que, adicionado de:

1. constatação de, entre outros factos, as empresas concessionárias monopolistas utilizarem de forma abusiva a sua posição dominante, sacrificando a eficiência;
2. as transacções entre empresas do sector serem relativamente reduzidas, indiciando proteccionismo e colidindo com o já referido objectivo de criar o mercado único,

conduziu à assunção da liderança do processo de liberalização do sector eléctrico que culminou, em 19 de Dezembro de 1996, com a publicação da Directiva 96/92/CE, estabelecendo regras comuns para o mercado interno da electricidade.

Apesar do conceito de mercado único nunca ter sido definido de forma precisa, pode interpretar-se como um mercado em que:

1. qualquer cliente elegível na União Europeia pode negociar livremente um contrato de abastecimento com qualquer produtor ou comercializador da União Europeia;
2. os preços, quando ajustados em função das diferenças de custo do transporte em toda a União, são comparáveis (convergência europeia no preço da electricidade).

Em particular, a Directiva estabelecia regras relativas à produção, transporte e distribuição de electricidade e define as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector da electricidade, ao acesso ao mercado, bem como aos critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes.

Desta forma, a União Europeia esperava que:

- a concretização de um mercado concorrencial da electricidade constituísse um importante passo no sentido da criação do mercado interno da energia;
- a criação do mercado interno da electricidade fosse importante para racionalizar a produção, o transporte e a distribuição da electricidade, reforçando, em simultâneo, a segurança de abastecimento, a competitividade da economia europeia e a protecção do ambiente;
- a criação do mercado interno favorecesse a interligação e a interoperabilidade das redes.

A Directiva não impunha uma estrutura rígida de mercado, antes estabelecia um conjunto de condições mínimas para o desenvolvimento de competição. Na nova estrutura de mercado a geração e o retalho abriam-se à competição enquanto as actividades de transporte e distribuição permaneciam monopólios regulados por entidades independentes e possibilitando o livre acesso por terceiros às respectivas redes.

No que respeita à produção de electricidade a Directiva introduziu total competição dentro dos países membro da União Europeia e, integrado neste novo contexto, qualquer produtor passou a poder instalar-se e produzir electricidade em qualquer Estado-membro. A Directiva impunha ainda um tecto de 50% na quota de mercado que uma empresa em qualquer Estado-membro poderia deter, em termos de geração de electricidade.

Em termos do retalho a Directiva reconhecia ser necessário um número suficiente de consumidores com possibilidade de escolha no abastecimento, com vista ao estabelecimento de um mercado competitivo. Assim, em 1999, o mercado seria liberalizado para os grandes consumidores e em 2003 a liberalização alargar-se-ia aos consumidores de média dimensão.

Já em Junho de 2003, a Comissão Europeia apresentou a Directiva 2003/54/CE, que revoga a anterior Directiva, com o objectivo de acelerar a abertura do mercado interno e de dotar os consumidores e empresas de electricidade de um importante conjunto de direitos.

Em particular,

- o direito de escolha – a partir de Julho de 2004, todos os consumidores comerciais e industriais terão liberdade de escolha do seu fornecedor e, a partir de 1 de Julho de 2007, todos os consumidores de energia eléctrica poderão escolher livremente o seu fornecedor;
- o acesso às redes – todos os agentes terão o direito de utilizar as redes de distribuição e de transporte de energia, incluindo as interligações, mediante o pagamento de tarifas reguladas;
- a liberdade de estabelecimento dos produtores – a organização de concursos para a construção de novas centrais passará a constituir o último recurso, caso falhem todas as restantes medidas dos lados da oferta e da procura.

A nova Directiva estabelece, também, a obrigatoriedade da criação de autoridades reguladoras independentes que supervisionem, entre outros, o mecanismo de gestão e alocação da capacidade de interligação, a publicação de informação relevante (interligações, utilização da rede, alocação da capacidade) por parte dos operadores das redes de transporte e distribuição e os níveis de transparência e de competição e que sejam responsáveis pelo estabelecimento das condições de acesso às redes e pela protecção eficaz dos consumidores de energia eléctrica. A Comissão não exclui a possibilidade de criação de uma autoridade reguladora europeia, propondo a criação de um Conselho de Reguladores Europeus.

Portanto, os instrumentos legislativos indispensáveis ao funcionamento do Mercado Interno de Energia na União Europeia estão a ser criados. Mas serão condição suficiente para o funcionamento de um mercado europeu de electricidade? Como se viu no início deste capítulo, existe toda uma estrutura física associada à

energia eléctrica, em particular à sua transmissão. E, essa sim, constitui o verdadeiro obstáculo a transpor caso se pretendam cumprir os objectivos estabelecidos.

Em teoria pode pensar-se que só existe um verdadeiro mercado de electricidade quando qualquer Estado-membro puder abastecer todo o seu consumo com recurso a energia eléctrica comprada no exterior – situação correspondente à ausência de limitações físicas. Para se ter ideia de quão longe se está desta situação pense-se, por exemplo, em Espanha.

O documento intitulado "Breve Comparação dos Sistemas Eléctricos de Espanha e Portugal", elaborado pelas entidades reguladoras de ambos os países, de Fevereiro de 2002, apresenta como valor máximo para a capacidade de interligação para fins comerciais no sentido de Portugal para Espanha, 1 500 MW.

Numa apresentação conjunta das empresas concessionárias das redes de transporte espanhola e francesa, de Abril de 2002, intitulada "*Sistema de subastas para la asignación de capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España*", apresentava-se o valor no sentido de França para Espanha, 1 200 MW.

Pode portanto considerar-se como valor francamente optimista para a capacidade máxima de importação, em Espanha, 3 000 MW. Como se sabe, o consumo espanhol ultrapassa por diversas vezes o valor de 30 000 MW, isto é, o consumo é 10 vezes superior à capacidade máxima de importação.

O exemplo anterior pretende ilustrar as fragilidades físicas que um mercado de electricidade à escala europeia tem que enfrentar.

Como é sabido, a função original da interligação das várias redes eléctricas situava-se numa óptica de segurança e apoio a uma rede pelas outras redes interligadas e não com vista à optimização da capacidade de produção instalada. Assim, o desenvolvimento actual dos mercados de electricidade surge fora do âmbito do desenho original do sistema, podendo não ser realista pensar num mercado único de electricidade à escala europeia mas sim no desenvolvimento de vários mercados eléctricos à escala regional. O MIBEL será um exemplo.

1.6 – Mercado Ibérico de Electricidade

No ano de 1998 as administrações portuguesa e espanhola deram início a conversações e estudos que resultaram num memorando de protocolo entre os Ministérios da Economia (Portugal) e da Indústria (Espanha), com vista à cooperação em matéria de energia. Foram constituídos diferentes grupos de trabalho (regulação, operação de mercado, operação de sistema), que analisaram questões como a do tratamento a dar aos agentes de cada um dos países ou a das assimetrias em matéria de regulação, por forma a integrar melhor, em termos funcionais, os dois sistemas eléctricos (sem a criação de um mercado ibérico). Todavia, as propostas apresentadas não viriam a ser implementadas.

Já em 14 de Novembro de 2001, é estabelecido um protocolo de cooperação entre as administrações para a criação do MIBEL. As principais motivações então apresentadas relacionavam-se com:

- a preparação para o impacto resultante dos avanços do Mercado Interno de Energia na União Europeia sem prejuízo da diferente maturidade dos dois mercados;
- a potenciação do aproveitamento conjunto das oportunidades no âmbito das Redes Transeuropeias de Energia;
- o alavancar das oportunidades de afirmação das empresas do sector energético na dimensão ibérica do mercado.

Assim, fazendo assentar o MIBEL nos princípios da livre concorrência, da transparência, da objectividade e da eficiência, apresentaram-se os seus objectivos:

- igualdade de condições de acesso de actores, do lado da oferta e do lado da procura, e de contratação com países terceiros;
- abertura do capital do Operador de Mercado Ibérico a empresas de ambos os países;
- harmonização do ambiente operacional dos dois países, no tocante à regulação e redes de transporte;

- Alargamento das oportunidades de sinergias e investimento estratégico para as empresas do lado da oferta.

Pretende-se alcançar estes objectivos por via da utilização dos seguintes instrumentos:

- cooperação e articulação entre as administrações nacionais, as empresas de transporte e os reguladores;
- reforço da articulação no planeamento e construção de novas interligações nas redes de transporte de electricidade;
- audição de operadores dos sistemas eléctricos nacionais, associações de consumidores e de produtores.

Na sequência da decisão política de 14 de Novembro de 2001, a ERSE e a sua congénere espanhola, a *Comisión Nacional de Energia* (CNE), elaboraram em Dezembro de 2001 um documento de discussão, intitulado "Mercado Ibérico de Electricidade". Tal como se encontra expresso no capítulo introdutório do documento, o objectivo era o de "iniciar a consulta, recolhendo desde já sugestões e ideias que possam contribuir para a solidez, estabilidade e eficiência do MIBEL", por via da introdução de questões em torno dos seguintes temas:

- estrutura do sector eléctrico;
- entidades intervenientes no mercado;
- organização dos mercados grossista e retalhista;
- gestão técnica do sistema.

No documento, refere-se ainda que "a criação do MIBEL constitui uma excelente oportunidade para acelerar a liberalização e integração dos dois mercados, em linha com as conclusões do Conselho Europeu de Lisboa de 23 e 24 de Março de 2000, potenciando as anteriores experiências e promovendo a sua rápida convergência".

Dos vários comentários efectuados ao documento de discussão destacam-se, naturalmente, os dos operadores de sistema de ambos os países, REN e REE, assim como da EDP, da *Endesa*, da *Iberdrola*, da *Unión Fenosa*, do operador do mercado de electricidade espanhol, OMEL[34] e de universidades e institutos de investigação de ambos os países.

Analisando os documentos produzidos pelos diversos actores referidos é possível encontrar alguns pontos de convergência:

- Mercado organizado (*Pool*) não obrigatório: mercado organizado, de carácter físico, com uma sessão de mercado diário e vários mercados intradiários, gerido pelo Operador de Mercado;
- Contratação bilateral física: à margem do mercado organizado, existirá contratação bilateral física entre agentes;
- Mercado intradiário como mercado de ajustes;
- Separação entre actividades reguladas, transporte, distribuição e não reguladas, produção e comercialização: de outra forma podem ocorrer situações de subsidiação cruzada e de conflito de interesses que diminuem a confiança dos agentes no mercado e degradam a sua eficiência;
- Separação entre as actividades de operação de sistema e operação de mercado;
- Gestão da operação de sistema separada, mas coordenada: os operadores de sistema permanecerão como operadores regulados com regime de exclusividade na sua zona, assegurando a estabilidade técnica de todo o sistema ibérico. A estreita coordenação entre os dois operadores de sistema é considerada indispensável, assim como entre estes e o operador de mercado.

Existem, no entanto, algumas questões que se encontram ainda em aberto:

- Grau de concentração e integração vertical produção-comercialização: actualmente, na Península Ibérica, quatro grupos empresariais, a

[34] http://www.omel.es/

Endesa, a *Iberdrola*, a *Unión Fenosa* e a EDP, controlam 75% da produção e 93% da distribuição e comercialização;

- Garantia de abastecimento: para garantir a segurança de abastecimento é necessária capacidade de reserva suficiente;
- Elegibilidade dos clientes de BT;
- Produção em regime especial (cogeração e renováveis): assegurar, de forma transparente e eficaz, a gestão técnico-económica do sistema. Analisar o actual sistema de incentivos com vista a uma maior eficiência económica;
- Mecanismo para resolução dos Contratos de Aquisição de Energia;
- Mecanismo de resolução de congestionamentos na interligação entre Portugal e Espanha: deverá ser baseada em mecanismos de mercado e contar com o acordo dos operadores de sistema.

É precisamente a última questão da lista anterior que serve de ponto de partida para esta dissertação.

1.7 – Motivação e Objectivos

Como se tentou transmitir ao longo do capítulo, as principais limitações à constituição de um mercado interno de energia eléctrica na União Europeia, não são de ordem legislativa ou económica. São de ordem estrutural. A electricidade necessita de um suporte físico que a conduza desde os centros de produção até aos locais de consumo, sendo precisamente na estrutura da rede que algumas questões limitativas se colocam.

A gestão de congestionamentos consiste na identificação e eliminação de trânsitos superiores aos valores nominais em elementos da rede de transporte[35]. O problema decorre, essencialmente, da exploração da rede próxima dos seus limites. Até agora, essa aproximação aos limites de operação da rede decorria do facto de, por um lado, o consumo aumentar ano após ano e, por outro, ser cada vez mais difícil encontrar corredores para instalar linhas aéreas de MAT, essencialmente por questões sociais e ambientais.

Com a liberalização do sector, será desejável o reforço das linhas MAT que interligam os vários países sob pena de os limites nominais de operação destes elementos serem ultrapassados (surgimento de congestionamentos)[36].

Historicamente, nas interligações entre Portugal e Espanha, não se têm registado sobrecargas com frequência considerável, sendo que a maior parte das medidas que se tomam são no sentido de eliminar sobrecargas internas a cada uma das áreas de controlo. Todavia, com a liberalização do sector eléctrico, e apesar do previsto reforço da capacidade de interligação entre os dois países, é de esperar que a ocorrência destes incidentes aumente.

Assim, com a presente investigação, pretende-se:

- Identificar as metodologias existentes para lidar com a questão dos congestionamentos em elementos que interligam diferentes áreas de controlo;
- Compreender os seus pressupostos e condições de aplicação;

---

[35] O trabalho incidirá em exclusivo na rede de transporte de electricidade daí que, doravante, se utilize apenas o termo rede.

[36] O trabalho incidirá na gestão de congestionamentos em linhas de interligação entre Portugal e Espanha, isto é, nas linhas que interligam as duas redes MAT.

- Comparar, do ponto de vista técnico e económico, as que forem consideradas mais adequadas ao contexto do MIBEL.

Como hipótese inicial para este trabalho apresenta-se a posição dos operadores de sistema de ambos os países, conforme consta do "Relatório de Etapa sobre o Mercado Ibérico de Electricidade – Pontos de Convergência e Questões em Aberto", apresentado numa sessão pública na cidade de Barcelona, a 26 de Fevereiro de 2002, em relação ao modo como deve ser encarada a questão da gestão de congestionamentos no MIBEL:

> "*As respostas da REE e da REN ao documento de discussão apontam na direcção descrita, ao proporem a combinação de mecanismos de mercado adaptados aos diferentes horizontes temporais das modalidades de contratação permitidas no Mercado Ibérico, a saber:*
>
> - *Leilões explícitos, para assignação de capacidade, com aplicação do princípio "use it or lose it ".*
> - *Market splitting, para assignação da capacidade sobrante.*
> - *Counter trading, em tempo real, para assegurar a firmeza das transacções declaradas entre os dois sistemas.*"

1.8 – Organização da Dissertação

O presente trabalho de investigação dedica-se ao estudo da gestão de congestionamentos nas linhas de interligação da rede ibérica de transporte de electricidade (entre Portugal e Espanha), em ambiente de mercado, na fase de planeamento de operação.

A dissertação está organizada da seguinte forma:

- Capítulo 1: introdução à temática a estudar;
- Capítulo 2: importância da gestão de congestionamentos e apresentação das diversas metodologias existentes, comparando-as de acordo com critérios estabelecidos;
- Capítulo 3: apresentação da metodologia utilizada na investigação;
- Capítulo 4: apresentação de resultados;
- Conclusões: conclusões do estudo realizado.

Capítulo 2 – Congestionamentos: Conceito, Consequências e Gestão

2.1 – Introdução

Os mercados de energia necessitam de redes de transmissão que os materializem. Nem todos os padrões de transacções comerciais são permitidos, pois muitos deles resultam em condições de operação inaceitáveis do ponto de vista de critérios de segurança. Destas, a mais vulgar surge quando a intensidade de corrente que percorre um condutor excede o valor máximo que o operador de sistema considera como sendo seguro, em função da capacidade térmica da linha. Quando o trânsito numa linha atinge o seu limite diz-se que a linha se encontra congestionada. Quando esse limite é ultrapassado, a linha passa a ser explorada em regime de sobrecarga.

O capítulo inicia-se com uma secção dedicada à questão da segurança de operação de redes, particularizada ao conceito de congestionamento e prossegue procurando realçar as consequências, por vezes catastróficas, que decorrem desta condição de operação, com particularização aos incidentes, ainda bem vivos na memória de todos, ocorridos nas redes europeia e norte-americana no Verão de 2003.

A parte final do capítulo contempla uma análise das metodologias existentes para lidar com congestionamentos de rede na fase de planeamento de operação e a apresentação da forma de actuação nos mercados nórdico e espanhol.

2.2 – Fiabilidade e Segurança em Redes de Energia Eléctrica

2.2.1 – Estabilidade das Redes

Existem aspectos relacionados com a fiabilidade e segurança da rede de transporte que devem ser referidos. Em particular,

- Balanço contínuo entre geração e consumo – de modo a que os consumidores disponham, a todo o momento, da electricidade que desejam, a produção nas centrais deve ser afectada[1], por forma a satisfazer as variações de consumo, normalmente com recurso a programas de controlo automático de geração. O desequilíbrio entre produção e consumo conduz a que a frequência diminua (caso a geração seja inferior ao consumo) ou suba (caso a geração seja superior ao consumo). Frequências elevadas podem conduzir ao embalamento dos geradores que terminam, por vezes, em danos graves para o equipamento e para todo o sistema. Frequências baixas podem fazer actuar o dispositivo de deslastre de frequência[2], desligando blocos de consumo, de modo a prevenir o colapso de todo o sistema;
- Balanço contínuo entre potência reactiva e consumo, por forma a manter as tensões estipuladas – as fontes de potência reactiva, como as baterias de condensadores e os geradores, devem ser ajustadas ao longo do dia, em conjunto com as tomadas dos transformadores, de modo a manter as tensões da rede dentro de limites de funcionamentos aceitáveis. A maioria dos geradores possui reguladores automáticos de tensão que fazem variar a potência reactiva entregue pelas unidades de geração. Tensões baixas podem conduzir a instabilidade ou a colapso de tensão e, para tensões de distribuição, conduzem a danos em motores e a falhas em equipamento electrónico.

[1] Ou despachada.
[2] Em inglês, *Load Shedding*. Uma vez que, num sistema eléctrico, a carga deve igualar a geração, se um sistema perde uma grande quantidade de geração de forma súbita, é necessário diminuir o consumo para que o balanço se restabeleça. Se for retirado consumo suficiente de modo célere, a frequência regressará ao seu valor nominal. Os sistemas de deslastre de carga são concebidos para desligar determinados consumidores, de modo automático, caso a frequência baixe de um determinado valor (49.5 Hz, por exemplo). À medida que a frequência diminui mais carga vai sendo deslastrada de acordo com os escalões definidos.

Tensões elevadas podem exceder a capacidade de isolamento do equipamento gerando arcos eléctricos (contornamentos).

- Monitorizar o trânsito nos elementos da rede, por forma a impedir que sejam excedidos limites térmicos – as interacções dinâmicas entre geradores e cargas, combinadas com o facto de a electricidade percorrer livremente os circuitos, significam que o trânsito de potências está em permanente alteração nas linhas de transporte e distribuição. Todas as linhas, transformadores e outros equipamentos que transportam electricidade aquecem devido à passagem de corrente. O fluxo deve ser limitado de modo a evitar-se sobreaquecimento. No caso de linhas aéreas, o aquecimento conduz à expansão (ou compressão) do condutor, variando a sua distância ao solo. A temperatura do condutor é também afectada pela temperatura ambiente, pelo vento e pela radiação solar. Todo o equipamento condutor de corrente deve ser continuamente monitorizado para que se assegure que não entra em sobrecarga ou que não viola outras condições de operação.
- Manter o sistema em pontos de funcionamento estáveis – dado que o sistema eléctrico se encontra interligado e é dinâmico, os limites de estabilidade eléctrica devem ser observados. A preocupação principal passa por assegurar que o despacho de geração e os trânsitos de potência e valores de tensão dele resultantes garantem a estabilidade do sistema. Existem dois tipos de limites de estabilidade: limites de tensão e limites de potência.
- Operar o sistema de acordo com o critério N-1 – planear o inesperado constitui um dos princípios da gestão do sistema eléctrico. As características únicas da electricidade implicam que, quando ocorrem problemas, estes se propaguem rapidamente se não se tomarem as medidas correctas. Deste modo, desenvolvem-se estratégias defensivas por forma a promover a fiabilidade, assentando na certeza de que o equipamento pode falhar de um modo inesperado. O critério N-1 implica que o sistema seja operado a todo o momento de modo a permanecer seguro em caso de falha do mais importante equipamento (contingência única, de linha, transformador ou grupo gerador). Este critério estabelece também que, em caso de perda da segurança N-1, o sistema deve não só resistir à situação, como também evoluir no sentido de

restabelecer a segurança perdida, por forma a poder resistir melhor a um novo evento;

- Planear, desenhar e manter o sistema de forma a promover a estabilidade – a operação fiável do sistema de energia eléctrica requer muito mais que a simples monitorização e controlo em tempo real. Assim, o planeamento, o desenho, a manutenção e a análise do sistema são fundamentais;
- Preparar acções prevendo situações de emergência – podem verificar-se ocorrências devidas a, por exemplo, condições climatéricas, erros de operação ou falhas de equipamento que ultrapassam todos os critérios de planeamento, desenho e operação do sistema. A entidade responsável pela operação do sistema deve dispor de procedimentos de emergência que cubram uma gama de cenários de emergência credíveis. Assim, os operadores devem ser treinados por forma a reconhecerem e agirem perante cenários deste tipo.

Quando não se respeitam alguns dos princípios preventivos e de acção enumerados, a probabilidade de ocorrerem regimes incorrectos de exploração da rede aumenta. Existem diversos tipos de fenómenos de instabilidade causados por diferentes interacções físicas entre os vários elementos do sistema como sejam as redes adjacentes, os consumos, as funções de protecção e controlo e as unidades de geração. Os principais tipos de instabilidade advêm de:

- disparo de linhas em cascata, por sobrecarga;
- perda de sincronismo devido a instabilidade angular;
- instabilidade oscilatória que conduz a oscilações auto-excitadas entre áreas;
- violação dos limites de frequência;
- colapso de tensão.

Durante um *blackout* quase sempre se verifica uma combinação dos fenómenos de instabilidade mencionados.

2.2.2 – Definição de Congestionamento

É sabido que a grande maioria dos defeitos, nos sistemas de energia eléctrica, resulta de curto-circuitos, constituindo estes, em simultâneo, os defeitos mais graves e severos. No entanto, para além dos curto-circuitos, ocorrem outras condições anormais de funcionamento.
As mais frequentes são:

- a sobrecarga dos equipamentos, devida a corrente superior à nominal;
- a queda de frequência, resultante de uma geração de potência insuficiente para fazer face à carga exigida pela rede;
- as sobretensões, ocasionadas, por exemplo, pela ligação de linhas longas.

Uma sobrecarga é uma elevação da temperatura dos equipamentos, para além da temperatura de projecto. Regra geral, as sobrecargas resultam de uma intensidade excessiva de corrente que atravessa os equipamentos, provocando a libertação de uma quantidade de calor adicional que conduz ao aumento da temperatura. Esta elevação pode ocasionar a deterioração do isolamento, aumentando então a vulnerabilidade a curto-circuitos. Nas linhas aéreas da rede de transporte de energia eléctrica, o maior perigo das sobrecargas consiste na perda de resistência mecânica das almas de aço, que suportam o esforço mecânico dos condutores [58].

O tempo durante o qual se admite o fluxo excessivo de corrente depende das características do elemento condutor, mas também da amplitude da referida corrente e da temperatura ambiente exterior. Apresenta-se na figura seguinte a relação entre a duração e a intensidade das sobrecargas admitidas por equipamentos condutores.

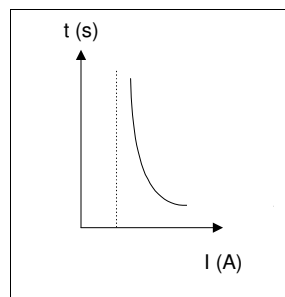



Figura 2.2.1 – Relação tempo - corrente

2.2.3 – Qualidade de Serviço

Em ambiente de mercado, a questão da qualidade de serviço assume contornos diferentes dos actuais. Não em termos físicos, mas em termos de responsabilização, em particular em questões como a garantia de abastecimento.

Enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, a REN[3] publica anualmente o Relatório da Qualidade de Serviço que, constituindo uma obrigação legal, é também uma forma de dar a conhecer o comportamento da rede e as medidas que se vão tomando no sentido de assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço. O Regulamento da Qualidade de Serviço[4] divide os indicadores a observar, em termos de continuidade de serviço, em indicadores individuais e indicadores gerais.

Os indicadores individuais são o número de interrupções por ponto de entrega, a duração total das interrupções por ponto de entrega e a energia não fornecida por ponto de entrega, enquanto os indicadores gerais são a energia não fornecida, o tempo de interrupção equivalente, a frequência média de interrupção do sistema, a duração média das interrupções do sistema e o tempo médio de reposição de serviço do sistema.

Indicadores		
	Gerais	ENF – Energia Não Fornecida Valor estimado da energia não fornecida, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento (MWh)
		TIE – Tempo de Interrupção Equivalente, em minutos por ano $TIE=ENF\times 60/Pm$ Pm: Potência média do diagrama de cargas
		SAIFI – Frequência média de interrupção do sistema
		SAIDI – Duração média de interrupção do sistema
		SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema
	Individuais	Frequência de interrupções
		Duração total das interrupções
		Comentário: no documento regulamentar não estão estabelecidas as condições de cálculo dos indicadores, nomeadamente as interrupções a considerar.

Fonte: [11]

Tabela 2.2.3.1 – Indicadores da continuidade de serviço da RNT

[3] http://www.ren.pt/

[4] Publicado em anexo ao Despacho n.º 12 917-A/2000 de 23 de Junho (Diário da República – 2.ª série), da Direcção Geral de Energia.

A acrescentar aos parâmetros avaliadores da continuidade de serviço há a considerar a qualidade da onda de tensão. Esta é aferida por via dos seguintes parâmetros: distorção harmónica, tremulação, desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, desvio do valor eficaz da tensão, cavas de tensão, sobretensões e frequência.

2.3 – Evidência da Relação Entre Sobrecargas e Incidentes

2.3.1 – Introdução

É sabido que as consequências decorrentes de algumas sobrecargas em redes de transporte podem assumir enormes proporções[5]. E, para quem trabalha em sistemas de energia eléctrica, enormes proporções remetem para *blackout*. Esta secção apresenta excertos de alguns relatórios dos principais incidentes ocorridos no Verão de 2003, em Portugal, na Europa e nos Estados Unidos. Pretende-se mostrar a omnipresença da ocorrência de sobrecargas durante os próprios incidentes, por forma a sublinhar a importância subjacente à sua eliminação.

2.3.2 – Incidentes em 2003

Como é sabido, porque amplamente noticiado, o Verão de 2003 foi pródigo no registo de grandes incidentes em algumas das maiores redes de transporte do mundo, associadas também, a alguns dos maiores mercados de electricidade. O facto foi devidamente aproveitado por todos aqueles que não se revêem no modelo de liberalização previsto para o sector. Todavia, os relatórios mostram que a origem de todos eles recaiu, ou em falhas técnicas decorrentes de erros de operação, ou em consequência de disparos fortuitos motivados por causas naturais (incêndios, tempestades), estando pouco relacionados com desenhos de mercado.

2.3.2.1 – Incidente "Sul de Portugal"

No início de Agosto de 2003, Portugal, como aliás toda a Europa, experimentou uma vaga de calor anormalmente intenso. Consequência dessa onda de

[5] Em princípio, só se verificam sobrecargas na rede enquanto consequência directa de incidentes, todavia sucede que, perante alguns cenários de operação, determinadas linhas são exploradas acima da temperatura nominal. Desta forma, podem surgir sobrecargas decorrentes de incidentes (disparo de linhas, transformadores, ...), mas também podem ocorrer incidentes potenciados pela operação de elementos em regimes não normais de funcionamento.

calor, a deflagração de inúmeros incêndios causou sérios problemas à operação da rede. Em particular este, que ocorreu a 2 de Agosto, na proximidade das duas linhas[6] que ligam Sines a Palmela e que conduziu ao disparo, quase simultâneo, de ambas. Estas linhas, na situação de elevada produção na Central de Sines, têm como função o transporte dessa energia para Norte. Com o disparo de ambas, a redistribuição da corrente eléctrica colocou em sobrecarga parte da rede de 150 kV no Sul do País, sobrecarga essa que conduziria à abertura de todas as linhas que interligam o Sul ao resto do País. O disparo dos grupos da central de Sines constituiu o evento que, à semelhança do incidente ocorrido a 9 de Setembro de 2001, conduziu ao corte de todos os abastecimentos a Sul de Palmela.

No que se segue apresenta-se um excerto do relatório do incidente, produzido pelo operador de sistema.

> "*A perda quase simultânea (cerca de um minuto de desfasamento) das duas linhas a 400 kV que estavam a escoar a maior parte dos 1 270 MW das centrais de Sines e Tunes para o Norte levou à ocorrência de sobrecargas nas linhas a 150 kV seguidas (menos de 5 segundo depois) de disparos da Linha Palmela – Monte da Pedra – Pegões, no Posto de Corte de Monte da Pedra e da Linha Palmela – Évora – Pegões na Subestação de Évora, consumando-se assim a formação de uma rede a 150 kV isolada do resto do país. Estas protecções de distância actuaram correctamente pois, sendo reguladas para curto-circuitos, "viram" a tensão afundada e a corrente das respectivas linhas várias vezes superior ao nominal (cerca de 2.8 kA na Linha Palmela – Monte da Pedra – Pegões e cerca de 1.8 kA na Linha Palmela – Évora – Pegões).*"

2.3.2.2 – Incidente "Estados Unidos da América / Canadá"

No dia 14 de Agosto de 2003 ocorreu um *blackout* numa parte da região Norte dos Estados Unidos da América e de Ontário, no Canadá. O incidente afectou cerca de 50 milhões de pessoas, estando envolvidos cerca de 62 GW de consumo. O *blackout*

[6] Linhas a 400 kV.

iniciou-se poucos minutos depois das 16 horas e o restabelecimento da totalidade dos consumos demorou, em alguns locais, mais de uma semana.

Blackouts desta dimensão são raros e não existem duas situações de partida iguais: os eventos que os iniciam variam, os procedimentos adoptados pelas pessoas também, tal como a topologia do sistema, o balanço entre geração e consumo, o sistema de protecções e o perfil de tensões.

A maioria dos *blackouts* inicia-se com curto-circuitos em várias linhas de transmissão, por vezes devidos a causas naturais, como trovoada ou o efeito do vento, outras vezes devidos à gestão inadequada da proximidade de árvores, como sucedeu neste incidente. Como é sabido, um defeito provoca uma corrente elevada e uma tensão baixa conduzindo à actuação do relé que, por sua vez, emite ordem de abertura para os disjuntores nos extremos da linha por forma a isolá-la do resto do sistema.

Um incidente em cascata ocorre quando se verifica o disparo sequencial de diversas linhas de transmissão e/ou de geradores numa área geográfica de considerável dimensão. Variações de potência e flutuações de tensão, causadas pela conjugação de alguns eventos iniciais, podem conduzir a que protecções de outras linhas encarem como seus defeitos que o não são. O processo conduz à abertura de mais linhas e ao disparo de mais geradores, alargando a área do *blackout*. Terá sido o que sucedeu no dia 14 de Agosto, consumando o maior *blackout* na história da América do Norte.

Apresentam-se excertos do relatório intitulado "*Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*", concluído em Novembro de 2003, pelo grupo de trabalho norte-americano constituído para investigar o incidente.

> "*Less than ten minutes elapsed between the loss of Hanna-Juniper, the overload above the normal limits of Star-South Canton, and the Star-South Canton trip and lock-out.*"

> "*At the control area level, FE remained unaware of the precarious condition their system was in, with key lines out of service, degrading voltages, and severe overloads on their remaining lines.*"

> "*The two remaining external 138-kV ties to Consolidated Edison tripped on overload, isolating the Consolidated Edison system.*"

2.3.2.3 – Incidente "Suécia / Dinamarca"

No dia 23 de Setembro de 2003, cerca das 12 horas e 30 minutos, as regiões do Sul da Suécia e a parte oriental da Dinamarca, incluindo a capital, Copenhaga, viram o seu abastecimento cortado. A causa, segundo os operadores de sistema, residiu numa anormal coincidência de defeitos que conduziu a uma sobrecarga do sistema muito para além da situação para a qual este está desenhado em termos de condições de segurança de operação.

Apresentam-se excertos do relatório intitulado "*Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003 – Final report on the course of events*", de 4 de Novembro de 2003, elaborado pelo operador dinamarquês *Elkraft*, em que se relata a existência de congestionamentos nos momentos imediatamente anteriores ao corte dos consumos.

> "*The tripping of the 400 kV connections on the west coast of Southern Sweden, combined with the loss of 3,000 MW production, violently overloaded the eastern transmission link between Southern and Central Sweden. As a consequence of this, a big drop in voltage occurred in the eastern part of Southern Sweden.*"

> "*The drop in voltage was caused by tripping of a number of 130 kV lines and a 220 kV line in Sweden, probably because of serious overloading as a result of the disconnection of the 400 kV lines at Horred Substation.*"

> "*Although this was a big increase, it was not big enough to activate the protection systems at the East Danish power stations, nor did the increase cause overloading of the Øresund connection.*"

2.3.2.4 – Incidente "Itália / Suíça"

O incidente ocorrido a 28 de Setembro de 2003, originou o corte no abastecimento de electricidade a todo o território continental italiano, com excepção de algumas pequenas ilhas eléctricas. Aponta-se o disparo de duas linhas suíças como

a causa para uma redistribuição da corrente eléctrica, que culminou com a abertura de todas as linhas de interligação da Suíça (separação da Itália do resto da Europa continental). Como, nesse instante, a Itália se encontrava numa situação de franca importação, cerca de 6 400 MW, a queda de frequência foi inevitável, com o consequente disparo de unidades de geração, que provocou a queda, em cascata, de toda a rede de transporte.

Apresentam-se algumas transcrições do relatório intitulado "*Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*", de 27 de Outubro de 2003, elaborado pela UCTE, em que se identifica a existência de situações de sobrecarga na fase anterior ao corte do abastecimento.

> "*Due to its proximity, the other Swiss 380 kV line Sils-Soazza (also called the "San Bernardino" line) was overloaded.*"

> "*The purpose of the call was to request from GRTN countermeasures within the Italian system, in order to help relieving the overloads in Switzerland and bring the system back to a safe state.*"

> "*Having lost two important lines, the then created overloads on the remaining lines in the area became intolerable.*"

> "*During these 12 seconds of very high overloads, instability phenomena had started in the affected area of the system. The result was a very low system voltage in northern Italy and consequently, the trip of several generation plants in Italy.*"

2.3.3 – Conclusão

As citações anteriores, retiradas de relatórios de incidentes registados em 2003, permitem constatar a relação entre incidente de grandes dimensões e a sobrecarga de linhas.

2.4 – Metodologias de Gestão de Congestionamentos

2.4.1 – Introdução

O objectivo desta secção é a descrição das principais metodologias de resolução de congestionamentos, fazendo referência às vantagens e desvantagens técnicas e económicas de cada uma.

De uma forma genérica, o processo de gestão de congestionamentos pode dividir-se nas etapas seguintes:

1. Cálculo da capacidade de interligação[7]: durante esta etapa, os operadores de sistema calculam a melhor estimativa para a capacidade disponível entre as áreas de controlo;

2. Previsão do trânsito de energia[8]: nesta fase, os operadores de sistema conhecem com boa precisão os perfis de geração[9] e de consumo[10]. Com base nestes, realizam estudos de trânsito de energia[11] por forma a prever eventuais congestionamentos que possam existir na rede. Caso antevejam qualquer congestionamento torna-se necessária a reformulação do perfil de geração;

3. Operação em tempo real: mesmo depois das etapas (1) e (2), podem ocorrer congestionamentos na fase de exploração da rede[12], devidos às diferenças entre as situações prevista e verificada. Em particular no que se refere a indisponibilidades fortuitas de elementos da rede, a alteração do perfil de geração em consequência de oportunidades identificadas nos mercados intradiários e a má previsão de consumo.

---

[7] Tipicamente na manhã do dia d-1.
[8] Tipicamente na tarde do dia d-1.
[9] Provisório.
[10] Previsto.
[11] No Capítulo 3 é definido o conceito de Trânsito de Energia.
[12] Em tempo real.

Como já foi referido no primeiro capítulo, esta dissertação concentra-se na etapa (2) do processo descrito, ou seja, na fase de planeamento de operação[13]. Assim, importa conhecer as metodologias à disposição dos operadores de sistema para fazer face a situações de eventuais sobrecargas nas interligações com outras áreas de controlo (ou nas suas próprias áreas, embora este não seja o assunto a estudar no trabalho).

A estrutura e conteúdos desta secção baseia-se, fundamentalmente, no trabalho desenvolvido pela organização que representa os operadores de sistema europeus, *European Transmission System Operators* (ETSO)[14].

Assim, é possível identificar quatro metodologias para lidar com a questão da gestão de congestionamentos nas interligações entre redes MAT:

- Leilão da Capacidade de Interligação,
- Alteração da Topologia da Rede,
- Medidas de Redespacho,
- Separação de Mercado[15].

2.4.2 – Leilão da Capacidade de Interligação

Este método baseia-se na eliminação dos congestionamentos antes do seu aparecimento, ou seja, o seu princípio de funcionamento assenta numa filosofia preventiva. Trata-se portanto de um método de gestão da capacidade de interligação, em que a capacidade é atribuída por via de um leilão.

Assim, cada participante no mercado oferece um preço pelo uso da capacidade de interligação. As ofertas dos participantes são ordenadas de acordo com o seu valor, até que a potência contratada iguale a capacidade de interligação. Muitas vezes, é calculado um preço único para este "mercado de transmissão", pago por cada um dos participantes[16].

[13] No Capítulo 3 é utilizada a designação de Fase de Obtenção do Programa Viável de Exploração.
[14] http://www.etso-net.org/. Apresenta-se no Anexo A uma introdução à ETSO.
[15] Em inglês, *Market Splitting*.
[16] Existem várias alternativas para o estabelecimento deste preço, bem como para o cálculo da capacidade de interligação.

Dois dos países que têm vindo a estudar a possibilidade de adoptar este sistema na sua fronteira são a Espanha e a França. Em Fevereiro de 2002, os operadores de sistema de ambos os países apresentaram às respectivas entidades reguladoras um documento. Este, traduzia o acordo alcançado entre ambos com vista à eventual utilização da metodologia de leilão na atribuição da capacidade de interligação disponível. No Anexo B desta dissertação apresenta-se o texto original. Neste capítulo são realçados apenas os aspectos mais importantes da metodologia.

Ao optar por esta metodologia, os operadores de sistema pretendem assim dispor de um mecanismo que seja:

- não discriminatório, quer para os agentes, quer para as transacções;
- transparente, quer para os agentes, quer para os operadores;
- competitivo e eficiente, sendo a atribuição da capacidade realizada de acordo, quer com as ofertas apresentadas, quer com a máxima utilização da capacidade disponível;
- apto para o curto e médio prazos.

No entendimento dos dois operadores, o mecanismo de leilão é-o, em particular, se respeitar os seguintes aspectos:

- ofertas submetidas para diferentes horizontes temporais;
- ofertas pagas ao preço marginal;
- para cada horizonte é leiloada uma percentagem da capacidade disponível: leilões anuais, mensais, semanais e diários, complementados com um mecanismo de atribuição de capacidade de curto prazo;
- possibilidade de revenda da capacidade adquirida nos leilões seguintes e obrigação de pagamento dessa mesma capacidade[17];
- garantia da capacidade publicada: os operadores podem recorrer ao comércio inverso e a redespachos coordenados, existindo ainda a possibilidade de considerar preços mínimos nos leilões, condicionados à existência de garantia da capacidade.

[17] Princípio *use it or lose it.*

A estrutura proposta para cada tipo de leilão é a seguinte:

- Leilão anual:
  - a realizar antes de 5 de Dezembro do ano a-1;
  - leiloam-se 150 MW em cada sentido;
  - a capacidade é leiloada por via de 1 bloco único, anual;
  - a capacidade é atribuída às ofertas de preço mais elevado;
  - a capacidade é paga ao preço marginal.
- Leilões mensais:
  - a realizar na 4.ª feira da 3ª semana completa do mês m-1;
  - leiloa-se a capacidade não atribuída no leilão anual;
  - a capacidade é leiloada por via de 1 bloco único, mensal;
  - a capacidade é paga ao preço marginal.
- Leilões semanais:
  - a realizar na 5.ª feira da semana s-1;
  - leiloa-se 50% da restante capacidade + eventuais ofertas de revenda;
  - a capacidade é leiloada por via de 7 blocos, diários;
  - a capacidade é paga ao preço marginal.
- Leilões diários:
  - a realizar no dia d-1, antes das 8 horas;
  - leiloa-se a restante capacidade disponível + eventuais ofertas de revenda;
  - a capacidade é leiloada por via de 24 blocos, horários;
  - a capacidade é atribuída às ofertas de preço mais elevado;
  - a capacidade é paga ao preço marginal.

O mecanismo de leilão é eficiente do ponto de vista económico, uma vez que as ofertas reflectem exactamente o valor atribuído pelos agentes à capacidade de interligação, sendo dada prioridade a quem apresentar a oferta de valor mais elevado. Todavia, é importante perceber que o mecanismo em si, não visa, necessariamente, a recuperação dos custos de manutenção e operação das linhas de interligação, desde que estes sejam cobertos pela tarifa de acesso à rede.

Apesar dos leilões de capacidade, por si só, não produzirem os incentivos apropriados para que os operadores de sistema aumentem a capacidade de interligação disponível[18], é possível pensar num adequado esquema de incentivos[19].

A metodologia permite a integração de contratos de longo prazo, de contratos bilaterais físicos e até de um sistema de bolsa.

2.4.3 – Alteração da Topologia da Rede

Esta metodologia consiste na modificação da topologia da rede por via da adopção de medidas que compreendem, por exemplo,

- a abertura ou fecho de disjuntores de linhas ou inter-barras[20];
- o ajuste das tomadas de autotransformadores desfasadores[21]; a RNT não possui este tipo de equipamento, estando no entanto prevista a sua instalação;
- a operação radial[22] de linhas de interligação.

As acções topológicas podem subdividir-se em:

1. acções praticadas por apenas um operador de sistema;
2. acções praticadas por dois ou mais operadores de sistema, de forma coordenada. Os operadores de sistema optimizam em conjunto as medidas a tomar.

Qualquer acção topológica afecta principalmente a distribuição do trânsito de energia pelos ramos da rede não alterando, por norma, a energia total trocada entre as áreas de controlo. Excluem-se casos extremos de alterações topológicas, como por

[18] Quer por via da assunção de risco na publicação do valor da capacidade, quer através de investimento em novas linhas de interligação.
[19] Especialmente se a capacidade a leiloar for cuidadosamente escolhida, tendo em conta as oportunidades de redespacho.
[20] Disjuntores ligando dois barramentos numa subestação ou posto de corte.
[21] Estes equipamentos, em termos de concepção geral, consistem num autotransformador clássico a que se "adiciona" um transformador "auxiliar" mais pequeno, com as fases em quadratura, de modo a conseguir influenciar o trânsito de energia activa.
[22] Também designada por "Colocação em Antena".

exemplo a abertura dos disjuntores de todas as linhas que interligam duas áreas (segundo a *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*[23], deve constituir uma solução a adoptar apenas como último recurso).

Em consequência, os custos destas medidas são apenas causados por perdas mais elevadas na rede, devido ao desvio da situação de trânsito de energia "natural" que minimiza as perdas. Por este motivo, a alteração topológica deverá constituir-se como a primeira alternativa para os operadores de sistema com vista à resolução dos congestionamentos.

Na operação de sistema da RNT recorre-se a dois tipos de esquemas especiais[24]. Assim, existem esquemas que se aplicam quando:

- um determinado elemento da rede se encontra indisponível;
- ou quando se pretende limitar o trânsito num dado ramo.

É precisamente este segundo conjunto de esquemas especiais que se reveste de importância decisiva quando se discute a questão dos congestionamentos. No Anexo C deste trabalho apresentam-se os diversos esquemas especiais à disposição dos operadores do Despacho Nacional da REN, para fazer face a trânsitos excessivos.

No caso de Portugal e de Espanha, as limitações à capacidade de interligação têm sido, por norma, impostas por congestionamentos em elementos internos das respectivas redes, mais do que por congestionamentos nas linhas de interligação, não tendo existido grande necessidade de coordenação de acções sobre a topologia por parte de ambos os operadores.

[23] http://www.ucte.org/, associação dos operadores de sistema das redes de transporte da Europa Continental.
[24] Esquemas especiais são arranjos topológicos a aplicar na presença de determinados cenários de rede.

2.4.4 – Medidas de Redespacho

O termo redespacho significa voltar a despachar, isto é, afectar de novo as unidades geradoras numa dada rede eléctrica. Quando as transacções acordadas excedem a capacidade de interligação, os métodos que se baseiam apenas nas transacções[25] requerem o cancelamento de algumas delas, acentuando a limitação ao comércio que as fronteiras físicas constituem. Uma forma de evitar esta situação é o recurso aos métodos de redespacho de geração.

Na metodologia de redespacho os congestionamentos são resolvidos por via de uma redistribuição dos trânsitos físicos. Esta redistribuição é alcançada modificando o padrão de geração e/ou consumo de um subconjunto de geradores e/ou consumidores, apenas numa das áreas de controlo ou em mais que uma área de controlo.

As medidas de redespacho podem ser subdivididas conforme alterem ou não o programa na interligação[26]:

- Medidas de Redespacho sem alteração do programa na interligação;
- Medidas de Redespacho com alteração do programa na interligação.

2.4.4.1 – Medidas de Redespacho Sem Alteração do Programa na Interligação

Dentro das medidas de redespacho que não alteram o programa de interligação, existem ainda dois tipos de redespacho:

1. redespacho interno – existe alteração do perfil de geração/consumo apenas na área controlada por um dos operadores de sistema;
2. redespacho coordenado – ocorrem alterações em ambas as áreas, após coordenação prévia entre os operadores não se baseando, todavia, numa optimização comum.

[25] Por exemplo, a separação de mercado, como se verá na secção seguinte.
[26] Acordo estabelecido para atribuição da capacidade de interligação.

Em ambos os tipos de redespacho, interno e coordenado, o subconjunto de geradores a afectar, é definido pelas ofertas de subida/descida de carga feitas aos operadores, por exemplo, por via de um mercado de serviços de sistema, e pelos coeficientes de sensibilidade[27] destas centrais.

Considere-se a figura seguinte.

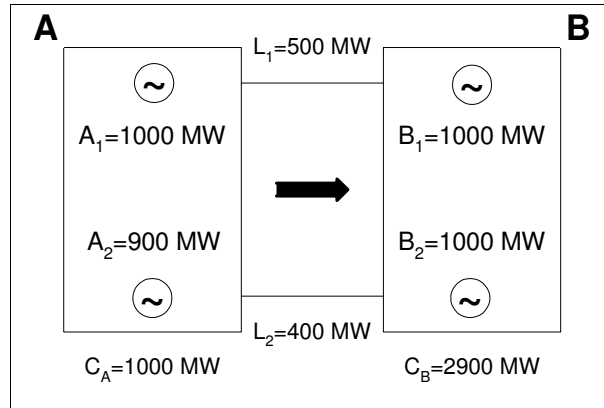



Figura 2.4.4.1.1 – Redespacho sem alteração do programa na interligação

A área de controlo A tem uma potência de geração, A_1+A_2, de 1 900 MW e uma potência de carga, C_A, de 1 000 MW. A área de controlo B tem uma potência de geração, B_1+B_2, de 2 000 MW e uma potência de carga, C_B, de 2 900 MW. Suponha-se que:

- a impedância entre A_1 e A_2 e entre B_1 e B_2 é muito elevada face à impedância das linhas, L_1 e L_2, que interligam as áreas de controlo;
- as linhas L_1 e L_2 são iguais entre si, com capacidade nominal de 460 MW;
- os preços marginais dos geradores são iguais entre si.

Na situação anterior, a área A constituir-se-ia como área exportadora e a área B como importadora sendo os trânsitos nas linhas L_1 e L_2, 500 MW e 400 MW,

[27] O coeficiente de sensibilidade de uma central face a determinado ramo da rede traduz a influência dessa central sobre o trânsito que flui no ramo.

respectivamente. Neste cenário L_1 estaria a operar num regime de sobrecarga de, aproximadamente, 9%.

A resolução do congestionamento por via de um redespacho interno concretiza-se transferindo potência de geração de A_1 para A_2. Por exemplo, fazendo A_1=A_2=950 MW o trânsito em L_1 (e em L_2) altera-se para 450 MW, abaixo portanto do valor nominal. A tabela seguinte apresenta as situações inicial e final.

	A_1	A_2	B_1	B_2	L_1	L_2
Inicial	1 000 MW	900 MW	1 000 MW	1 000 MW	500 MW	400 MW
Final	950 MW	950 MW	1 000 MW	1 000 MW	450 MW	450 MW

Tabela 2.4.4.1.1 – Eliminação do congestionamento
(Redespacho Interno)

A resolução do congestionamento por via de um redespacho coordenado concretiza-se alterando o perfil de geração e/ou consumo em ambas as áreas. Por exemplo, fazendo evoluir A_1 e A_2 da mesma forma que na situação anterior e afectando B_1 e B_2 de modo anti-simétrico dessa afectação. A tabela seguinte apresenta uma possível evolução da situação, utilizando esta metodologia.

	A_1	A_2	B_1	B_2	L_1	L_2
Inicial	1 000 MW	900 MW	1 000 MW	1 000 MW	500 MW	400 MW
Final	950 MW	950 MW	1 050 MW	950 MW	450 MW	450 MW

Tabela 2.4.4.1.2 – Eliminação do congestionamento
(Redespacho Coordenado)

Nesta situação, uma vez que o custo marginal dos geradores é igual, torna-se possível afectar os geradores de forma arbitrária tendo como únicas preocupações a manutenção do programa de interligação e a eliminação do congestionamento. Em particular, o redespacho dos geradores da área B seria, para este exemplo, desnecessária.

Dado que, no caso do redespacho coordenado, existem mais recursos disponíveis que no redespacho interno, ou seja, existem mais ofertas para fazer face ao congestionamento, este método é, na pior hipótese, tão dispendioso quanto o redespacho interno.

Segundo [42], a racionalidade económica de alguns redespachos internos em Portugal é discutível. Como exemplo é referida a situação pontual de alteração de geração em Portugal, por via da deslocação de alguma geração térmica do Norte para o Sul, em que tem subsistido a dúvida sobre se não seria mais económico, numa perspectiva Ibérica, reduzir alguma produção na Galiza, aumentando a produção noutra zona de Espanha. A mesma fonte advoga um recurso sistemático ao redespacho conjunto transfronteiriço (Secção 2.4.4.2), deixando este tipo de redespacho para uma fase em que os operadores possuam mecanismos rápidos e eficazes para encontrar a solução mais económica abrangendo os dois sistemas.

2.4.4.2 – Medidas de Redespacho Com Alteração do Programa na Interligação

Ao contrário dos tipos de redespacho da secção anterior, os que aqui se apresentam afectam o programa de interligação. E fazem-no por via de um aumento da geração total numa área de controlo e de um decréscimo de geração, em igual valor, na outra área[28]. Distinguem-se assim três tipos de redespacho dentro desta categoria:

1. Redespacho Conjunto Transfronteiriço[29];
2. Comércio Inverso[30];
3. Limitação de Transacções Transfronteiriças[31].

[28] Em alguns casos há que levar em linha de conta a possibilidade de variação de carga, por via de deslastre.
[29] Em inglês, *Joint Cross-Border Redispatch*.
[30] Em inglês, C*ounter Trade*.
[31] Em inglês, *Transaction Curtailment*.

2.4.4.2.1 – Redespacho Conjunto Transfronteiriço

Utilizando esta metodologia, os operadores de rede das áreas de controlo afectadas determinam, conjuntamente, quais os produtores ou grandes consumidores que devem alterar o seu perfil de injecção ou de consumo na rede de transporte. A decisão de quais os geradores/consumidores a afectar pode ser suportada por uma ferramenta de optimização por forma a obter-se uma solução óptima no que respeita ao trânsito de energia e aos custos totais[32]. Os recursos para o redespacho são normalmente adquiridos por via de um processo de ofertas no qual alguns geradores oferecem aos operadores de sistema as suas possibilidades para subir ou descer carga e alguns consumidores as suas possibilidades para reduzir o consumo. O redespacho conjunto transfronteiriço conduz a uma solução óptima do problema do congestionamento para ambos os operadores, uma vez que as ofertas têm em conta a localização geográfica dos geradores e das cargas na rede[33]. Todavia, por não conduzir à solução económica óptima[34], o redespacho conjunto transfronteiriço cria custos adicionais para os operadores de sistema. Estes custos traduzem o aumento de produção de geradores que não apresentam o custo marginal mais baixo.

A metodologia conduz à alteração do programa de interligação das duas áreas de controlo, mas garante que as transacções transfronteiriças estabelecidas são realizadas.

De acordo com a estrutura de regulação, os operadores de sistema podem reencaminhar o sobrecusto para as entidades responsáveis, ou seja, para os agentes de mercado envolvidos em transacções transfronteiriças. Outra possibilidade é a partilha igualitária dos custos por todos os intervenientes o que, todavia, poderá aumentar os problemas de congestionamento uma vez que não permite a emissão de qualquer sinal referente ao preço.

Apresenta-se um exemplo, retirado de [42], que ilustra de forma simples a aplicação desta metodologia. Considerem-se duas áreas, uma exportadora e outra importadora e um trânsito resultante do mercado de 500 MW entre ambas, para um preço marginal de sistema de 25 €/MWh. As condições reais de rede, todavia, limitam o trânsito a 400 MW. Assim, torna-se necessário que o país exportador reduza a sua produção em 100 MW e que o país importador aumente a sua produção em 100 MW.

[32] Trânsito de energia optimizado. Em inglês, *Optimal Power Flow* (OPF).
[33] As ofertas estão relacionadas com nós de rede específicos.
[34] Conduz à solução técnico-económica óptima. A solução económica óptima seria a inicial.

Suponha-se que:

- um produtor do país exportador, que fora aceite pelo mercado, havia apresentado uma oferta ao respectivo operador de sistema para reduzir a sua produção, estando disposto a pagar 18 €/MWh;
- um produtor do país importador, que não fora aceite pelo mercado, havia apresentado uma oferta ao respectivo operador de sistema para produzir ao preço de 27 €/MWh.

Assumindo que os produtores referidos tinham apresentado as ofertas mais económicas e que a sua participação elimina o congestionamento, o operador de sistema do país exportador recebe $P_I = 18 \times 100 = 1\,800\,€$, pela redução da sua produção, enquanto o operador de sistema do país importador tem que pagar $P_E = 27 \times 100 = 2\,700\,€$ pelo aumento da produção na sua área de controlo. Deste modo, o sobrecusto do redespacho conjunto transfronteiriço para o sistema constituído pelas duas áreas foi de 900 €, a repartir pelos dois operadores, segundo proporção a determinar.

2.4.4.2.2 – Comércio Inverso

O comércio inverso surge enquanto solução particular do redespacho conjunto transfronteiriço. Assim, os operadores de sistema utilizam ofertas de produtores na bolsa por forma a aumentar ou diminuir a geração nas suas áreas. Ou seja, os operadores de sistema vão ao mercado comprar e vender electricidade.

De outra forma, enquanto no redespacho conjunto transfronteiriço a alteração da geração/consumo em cada área é decidida por cada operador, face a ofertas de preço que lhe foram feitas para variar a potência injectada num determinado nó da rede, no comércio inverso essa escolha é feita pelos operadores, utilizando as ofertas ao mercado.

Assim, é necessário sublinhar que o comério inverso só conduz a uma solução óptima no que respeita ao trânsito de energia, se as ofertas estiverem identificadas nodalmente[35].

2.4.4.2.3 – Limitação de Transacções Transfronteiriças

Segundo este método, os acordos transfronteiriços dos detentores de transacções que afectem o congestionamento são reduzidos, de acordo com critérios pré-definidos[36]. A limitação de transacções transfronteiriças pode alcançar-se por via de um redespacho conjunto transfronteiriço óptimo, com a responsabilidade financeira a ser enviada para os participantes no mercado que tenham contratos comerciais transfronteiriços.

Há quem critique este método, classificando-o como uma abordagem descoordenada ao comércio inverso, em que os custos resultantes são pagos pelos detentores de transacções transfronteiriças[37]. Esta é, todavia, uma diferença que se traduz em desenho regulatório e não em aspectos técnicos.

Este método, que correspondia à prática utilizada no relacionamento entre os operadores ibéricos, apenas deve ser utilizado em situações de emergência equiparadas a força maior[38]. Na Secção 2.4.8.2, apresenta-se um exemplo de aplicação desta metodologia, a propósito do funcionamento do mercado espanhol perante ocorrências de congestionamentos nas linhas de interligação.

2.4.5 – Separação de Mercado

A metodologia de preços nodais representa a forma mais eficiente para a internalização dos custos, associados aos congestionamentos e às perdas, no preço da energia. A diferenciação do preço da energia fornecida em cada nó da rede produz os

[35] O que depende do modelo de mercado adoptado.
[36] Por exemplo, na proporção da transacção.
[37] Recorde-se que, no comércio inverso, os custos são suportados pelos operadores de sistema.
[38] Segundo o Ponto 2, do Artigo 6.º do Regulamento N.º 1228/2003 do Parlamento e Conselho Europeus, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, conexo com a Directiva 2003/54/CE, apresentada no capítulo anterior.

sinais económicos perfeitos, no curto prazo – preços nodais elevados induzem redução no consumo, contribuindo para o alívio do congestionamento –, assim como no longo prazo – proporcionam um incentivo para investir em novas linhas para as zonas afectadas.

Todavia, uma política de preços nodais diferenciados, põe em causa o princípio da uniformidade tarifária, que corresponde à socialização dos custos totais de operação do sistema, o que, associado ao receio da complexidade da metodologia, não tem conduzido à sua generalização[39].

Uma simplificação do método do preço nodal é o designado preço zonal, também conhecido por separação de mercado. Esta metodologia consiste simplesmente em limitar a troca comercial entre os actores das diferentes áreas. Assim, na procura de um programa viável de exploração, os operadores de sistema identificam as linhas congestionadas. As diversas áreas geográficas são definidas em função dos constrangimentos verificados e, em cada área, é definido um novo preço. As áreas calculam o preço local baseando-se apenas na curva local da oferta e da procura[40], limitando os trânsitos entre as diversas áreas à capacidade das linhas que as interligam.

Portanto, cada área tem o seu preço. As áreas de um dos lados do congestionamento terão um preço mais elevado, as áreas do lado oposto um preço mais reduzido. O princípio consiste em aumentar a procura na área de menor preço com o valor da capacidade disponível, resultando numa nova curva de procura. Da mesma forma, a curva de procura na área de maior preço é afectada de igual modo, resultando numa nova curva de procura. O resultado total é um aumento de preço na área de menor preço e uma redução de preço na área de maior preço.

[39] A Nova Zelândia e algumas regiões dos E.U.A. constituem exemplos recentes da sua aplicação.

[40] O que pressupõe que cada oferta de compra e de venda esteja associada a determinada área. As áreas de ofertas transformam-se assim em áreas de preços se, em resultado das ofertas de compra e venda, ocorrerem congestionamentos nas suas interligações.

O exemplo seguinte, retirado de [30], pretende ilustrar a aplicação desta metodologia para um sistema constituído por duas áreas. Assume-se que a capacidade comercial de interligação entre áreas é de 600 MW, em ambos os sentidos.

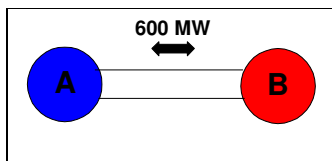



Figura 2.4.5.1 – Capacidade comercial de interligação do sistema

Considere-se a figura seguinte, que ilustra o conjunto de ofertas de compra e venda em cada área e em que se assumiram iguais as curvas da procura em A e em B, com um preço máximo de oferta de compra de 45 €/MWh.

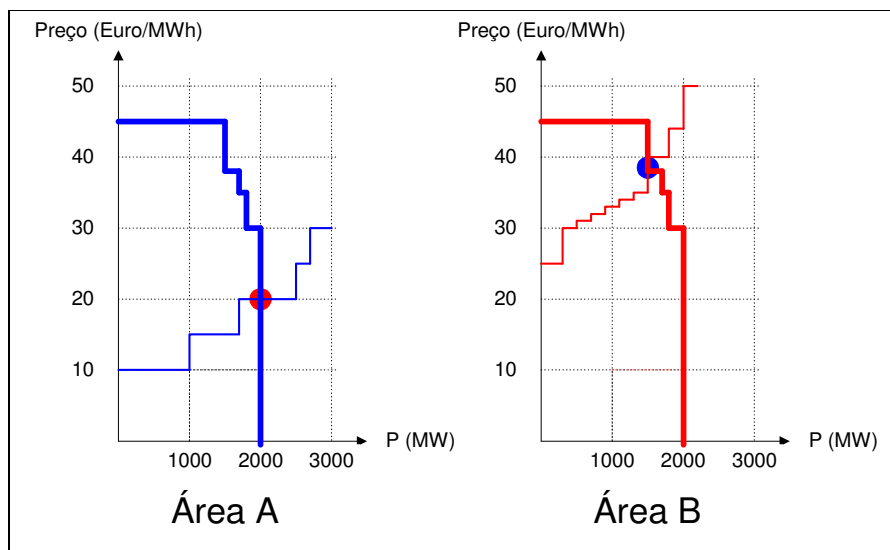



Figura 2.4.5.2 – Ofertas de compra e venda em cada área

No caso de não ocorrer qualquer troca de energia entre as duas áreas, as curvas acima representariam a situação em A e em B: o consumo de 2 000 MW em A seria todo satisfeito a um preço marginal de 20 €/MWh e, do consumo total em B, apenas 1600 MW seriam abastecidos, a um preço marginal de 38 €/MWh.

A metodologia de separação de mercado inicia-se com a construção da curva agregada da procura e da oferta para a Área A+B:

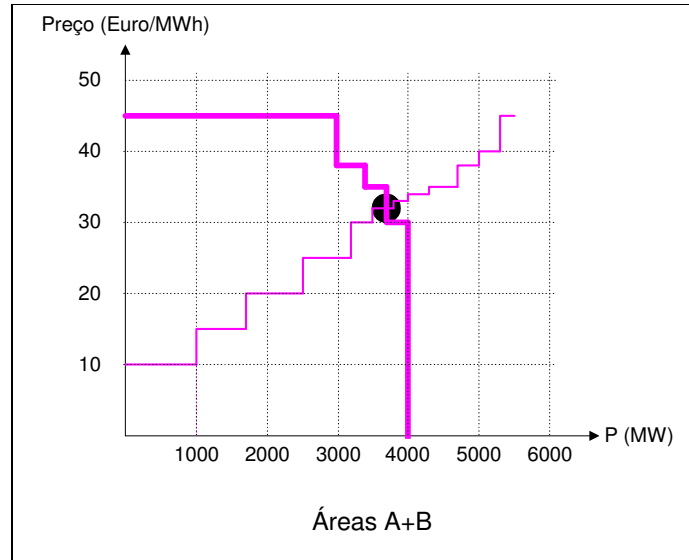



Figura 2.4.5.3 – Curva agregada para a área total

A intersecção das duas curvas ocorre para um preço, designado preço de sistema[41], de 32 €/MWh, a que corresponde um consumo de 3 800 MW (1 900 MW em cada área). A produção é assegurada por ambas as áreas: 3 000 MW de geração em A e 800 MW em B, o que corresponde a um trânsito de 1 100 MW de A para B, valor superior ao máximo permitido, 600 MW.

Assim, torna-se necessário separar as áreas, impondo um trânsito de A para B igual ao valor máximo da capacidade de interligação disponível. Esta transferência de 600 MW de A para B é ilustrada na figura seguinte, correspondendo a uma deslocação de igual valor da curva da procura. Manteve-se, a tracejado, a situação inicial de trânsito nulo na interligação entre A e B.

[41] Preço que se obteria na ausência de congestionamentos.

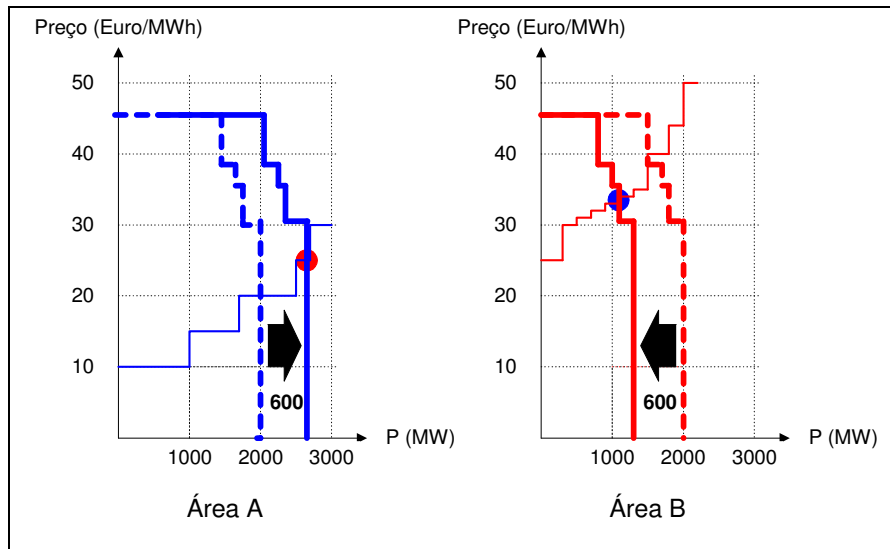



Figura 2.4.5.4 – Situação final: separação de mercado

Assim, na situação final, o preço na Área A é de 25 €/MWh para um consumo de 2 000 MW (2 600-600), enquanto na Área B o preço é de 34 €/MWh para um consumo de 1 800 MW (1 200+600).

Como se constata, a separação de mercado conduz a uma diferença entre a quantia paga pelos consumidores e a quantia paga aos produtores, resultante da diferença de preços entre as áreas. Naturalmente que, em caso de inexistência de diferença de preços entre as áreas, situação correspondente ao trânsito de 1 100 MW na interligação, esta diferença entre custos de produção e preço cobrado aos consumidores não existe.

Assumindo que a resolução do congestionamento compete aos operadores de sistema envolvidos, a diferença entre as quantias reverte a favor destes. No caso do exemplo, ter-se-ia 600×(34-25) = 5 400 €/h[42].

Analisando o exemplo apresentado, conclui-se que esta metodologia de eliminação de congestionamentos se baseia nas forças de mercado, ao assentar nas curvas de oferta de compra e venda. O comércio mantém-se se o preço na área correspondente assegurar lucro aos actores envolvidos. Desta forma, o conceito de

[42] Ou (2000×25+1800×34) - (2600×25+1200×34)=5400 €/h.

separação de mercado encoraja o comércio, desde que os actores do mercado recebam informação *a priori* acerca da probabilidade de congestionamento entre áreas.

Um pré-requisito para a implementação desta metodologia é a definição quer das áreas geográficas a que estarão associadas as ofertas e o conceito de interligação, quer da capacidade de interligação disponível. O critério ideal para definir estas áreas é a localização das restrições físicas na rede de transporte por forma a garantir que todas as grandes restrições físicas se localizam na interligação das áreas.

Uma das vantagens associadas ao método é que, a longo prazo, os clientes podem reagir a preços elevados nas áreas congestionadas substituindo a electricidade por outras formas de energia. Por outro lado, novos produtores podem decidir ligar-se a estas zonas deficitárias, atraídos por elevados preços de venda, introduzindo assim maior competição e conduzindo à diminuição do preço global.

Outra vantagem deste método reside na produção de sinais de preço para todos os participantes. Em particular para os produtores, que podem basear a sua produção nestes sinais – toda a geração com custo marginal inferior ao preço de mercado entra, enquanto toda a restante geração não.

O grande problema associado à separação de mercado relaciona-se com a sua dificuldade de implementação em larga escala requerendo que, de ambos os lados da fronteira congestionada, exista uma estrutura e organização de mercado comuns[43].

2.4.6 – Comparação Entre Metodologias

Para estabelecer a comparação entre as metodologias de gestão de congestionamentos apresentadas, utilizam-se os critérios de avaliação resultantes do 7.º Encontro de Reguladores Europeus do Sector Eléctrico[44]:

- Justiça e não discriminação: pelo mesmo serviço, dois utilizadores devem pagar o mesmo preço e ser tratados de igual forma;
- Eficiência económica: os comportamentos dos diversos agentes devem conduzir à solução final óptima, através de incentivos apropriados;

[43] Uma bolsa.
[44] Decorrido nos dias 7 e 8 de Maio de 2001, na cidade de Florença.

- Transparência e não ambiguidade: a metodologia e a sua implementação devem ser claras para todos os participantes e devem ser robustas face a tentativas de manipulação do mercado;
- Exequibilidade: a gestão de congestionamentos deve ser sempre possível, pois trata-se de um aspecto chave na segurança do sistema;
- Compatibilidade com diversos tipos de comércio e contratação: ofertas no mercado *spot*, contratos bilaterais físicos de curto e longo prazo.

Foi também estabelecido que deve ser atribuída preferência às soluções baseadas no mercado[45].

Como se viu, a alteração da topologia e o redespacho não geram receitas para os operadores de sistema, enquanto o leilão e a separação de mercado geram receitas que são inicialmente recolhidas pelos operadores de sistema. Dado que a actividade de operação de sistema é monopolista, não é correcto permitir que os operadores lucrem financeiramente com a metodologia a implementar, uma vez que, dessa forma, estaria criado um incentivo para aumentar os congestionamentos.

Há quem defenda que os operadores de sistema devem devolver essa quantia, por exemplo, por via de redução da tarifa de rede. Há quem defenda o contrário argumentando que, com base nestas receitas, o regulador deveria implementar um sistema de incentivo para o operador de sistema, no sentido de que este aumente a capacidade comercial de interligação, preveja a capacidade disponível com qualidade e garanta a firmeza das transacções.

As receitas recolhidas pelos operadores de sistema por via da utilização de leilão ou da separação de mercado podem também ser utilizadas para financiar o reforço da interligação. Todavia, a conveniência deste incentivo não é clara uma vez que:

- na maioria dos casos, o reforço da interligação não é dificultado pela falta de incentivos, mas sim por razões sociais[46] e ambientais[47];

[45] Daí que seja necessário determinar o valor económico da capacidade de interligação.
[46] Por exemplo, a introdução de 400 kV na Subestação de Alto Mira ou a expansão da RNT no Algarve.
[47] Por exemplo, a contrução da linha de interligação Alqueva – *Balboa*.

- a implementação de um mecanismo que proporcione receitas para os operadores, na esperança de que tal conduza a mais investimento, deve ser evitada.

Por outro lado, o leilão e a separação de mercado não se traduzem em custos para os operadores de sistema. O redespacho e a alteração topológica sim. É fácil adivinhar uma perspectiva dual da apresentada acima: há quem defenda que os custos deveriam ser ou divididos pelos utilizadores da interligação[48] ou socializados[49] e há quem defenda que esses custos, se aproveitados pelo regulador, poderiam conduzir a um sistema de penalidades para os operadores de sistema para que estes aumentem a capacidade comercial de interligação, prevejam a capacidade disponível com qualidade e garantam a firmeza das transacções.

No que se refere ao princípio da transparência e não ambiguidade, a metodologia de leilão, tal como as alterações topológicas, não apresenta aspectos específicos relacionados com poder de mercado, uma vez que o princípio *use it or lose it* permite a prevenção de tal situação. A metodologia de separação de mercado equivale em termos práticos a juntar dois mercados, diminuindo-se assim os problemas de poder de mercado. Já o método de redespacho pode apresentar problemas sérios de poder de mercado, resultantes da escassez de geração de reserva.

Em termos de horizonte temporal de aplicação, as metodologias de leilão e de separação de mercado são aplicáveis em horizontes temporais curtos e médios, nunca em operação em tempo real, devido à sua complexidade. O redespacho, tal como a alteração topológica, é aplicável em qualquer horizonte temporal sendo especialmente desenhado para operação em tempo real.

Os leilões são exequíveis num curto prazo, existindo já várias experiências de utilização. A separação de mercado, requerendo bolsas de electricidade dos dois lados da interligação, não é exequível a curto prazo ao nível de todo o continente europeu. O redespacho, sendo exequível no curto prazo, requer a existência de um mercado de balanço e de elevada coordenação entre operadores de sistema.

No que respeita à compatibilidade com o desenho de mercado adoptado, os leilões e a alteração topológica são compatíveis com qualquer desenho. A separação de mercado, por seu lado, requer a existência de uma bolsa de energia em ambos os

[48] Comércio inverso.
[49] Redespacho conjunto transfronteiriço.

lados da interligação, enquanto o método de redespacho, sendo compatível com qualquer desenho, atribui um papel comercial ao operador de sistema, havendo quem defenda que pode ser indesejável ter operadores de sistema a licitar em bolsa[50].

A tabela traduz a análise realizada.

Metodologia / Critério	Alteração da topologia	Leilão	Separação de mercado	Redespacho sem alteração	Redespacho conjunto	Limitação de Transacções
Justo e não discriminatório	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Depende da regra de repartição
Economicamente eficiente	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
Transparente e não ambíguo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Exequível	Sim	Requer elevada coordenação	Difícil (requer bolsa)	Prática existente em diversos países	Requer elevada coordenação	Sim
Incentivos para o aumento da capacidade de interligação	Nenhum	Potencial	Potencial	Potencial	Potencial	Nenhum

Tabela 2.4.6.1 – Comparação das diversas metodologias de resolução de congestionamentos

Em resumo,

- A alteração de topologia é um método justo, não discriminatório, economicamente eficiente, que não levanta questões relacionadas com poder de mercado e aplicável perante qualquer horizonte temporal e desenho de mercado. Não providencia quaisquer icentivos para o reforço da interligação;
- A metodologia de leilão pode ser considerada não discriminatória e eficiente, não modifica a capacidade de interligação, podendo até incentivar os operadores de sistema a serem mais conservadores na estimativa da capacidade, é um método tecnicamente bom cuja implementação é exequível;
- O redespacho, em particular, o comércio inverso pode apresentar problemas relacionados com poder de mercado e, se implementado de modo eficiente, não modifica a capacidade de interligação, caso contrário, elevados riscos de

[50] Comércio inverso.

preço podem conduzir a uma menor utilização da interligação. A sua implementação, sendo exequível, requer que se preste atenção ao papel comercial dos operadores de sistema;

- A separação de mercado é não discriminatória e eficiente, não modificando a capacidade de interligação, podendo também incentivar os operadores de sistema a serem mais conservadores na estimativa da capacidade. É um método tecnicamente bom mas de implementação difícil, uma vez que requer existência de bolsa de ambos os lados da interligação;

2.4.7 – Conclusão

Dado o baixo custo normalmente associado a alterações de topologia da rede, este método deve ser sempre o primeiro a ser tentado para resolver congestionamentos. Todavia, o alcance deste método é limitado, quer ao nível da localização dos congestionamentos, quer ao nível do impacto sobre a rede, sendo aplicável apenas em situações bem identificadas e conhecidas dos operadores.

A metodologia de leilão é vista na óptica da gestão de congestionamentos, ou seja, não procura eliminar congestionamentos quando estes ocorrem, mas sim prevenir o seu aparecimento.

Os redespachos assumem diversas variantes mas no que respeita a congestionamentos em interligações, o redespacho conjunto transfronteiriço e o comércio inverso são os mais adequados, pelos motivos apresentados. A diferença entre ambos reside na forma de selecção dos geradores a afectar: enquanto no redespacho conjunto transfronteiriço a alteração da geração/consumo em cada área é decidida por cada operador, face a ofertas prévias de preço feitas para variar a potência injectada num determinado nó da rede, no comércio inverso essa escolha é feita pelos operadores, utilizando as ofertas ao mercado. Neste trabalho assume-se que:

- todos os grupos estão disponíveis para variar a sua produção, face a uma situação de congestionamento;
- os produtores participantes na resolução do congestionamento são pagos ao preço de oferta à bolsa.

Por estes motivos não se distinguem as duas metodologias. Assim, desta secção em diante, adopta-se a terminologia de redespacho conjunto para designar o método a estudar.

Pelo que se escreveu compreende-se que apenas sejam comparáveis as metodologias de redespacho conjunto e de separação de mercado enquanto metodologias de eliminação de congestionamentos com recursos suficientes para fazer face a qualquer situação de rede.

2.4.8 – Os Mercados Nórdico e Espanhol

Nesta secção apresentam-se os modelos utilizados nos mercados nórdico e espanhol na gestão e resolução de congestionamentos nas respectivas redes de transporte, particularizadas às linhas que interligam as diferentes áreas de controlo.

2.4.8.1 – Mercado Nórdico

Os cinco operadores de sistema existentes neste mercado são responsáveis pela coordenação da operação física no conjunto dos países nórdicos, sendo também proprietários das respectivas redes e cooperando de acordo com as recomendações da *Nordel*[51]. Estes operadores assinaram um acordo de operação do sistema, acordo esse que incidia sobre os seguintes aspectos:

- Fiabilidade;
- Limites de operação;
- Coordenação de indisponibilidades;
- Serviços de sistema;
- Gestão de congestionamentos;

[51] Associação estabelecida em 1963, promotora de cooperação entre os países nórdicos no sector eléctrico, que produz estudos e recomendações visando o desenvolvimento de um sistema eléctrico mais eficiente na região nórdica, tendo em conta as especificidades de cada país.

- Operação de emergência;
- Operação de balanço;
- Comércio transfronteiriço;
- Troca de informação.

No que diz respeito à operação do mercado, as principais tarefas dos operadores de sistema são a definição da capacidade comercial de interligação entre áreas, o balanço entre produção e consumo e a gestão de congestionamentos.

2.4.8.1.1 – Definição da Capacidade Comercial de Interligação Entre Áreas

O principal critério utilizado no cálculo da capacidade comercial de interligação é o Critério N-1, todavia a experiência tem mostrado que este critério é um pouco conservador e, neste momento, avalia-se a possibilidade de recurso a um critério baseado na minimização do custo sócio-económico do congestionamento e no custo de interrupção.

2.4.8.1.2– Balanço Consumo/Frequência

Os operadores de sistema são responsáveis pelo mercado de balanço, que se utiliza quando ocorrem desequilíbrios durante a fase de operação. Estes desequilíbrios podem traduzir-se em desvios de frequência ou em congestionamentos de rede. Apesar de, durante a fase de operação, os operadores de sistema actuarem individualmente, existe grande cooperação entre eles, em particular no que diz respeito ao controlo secundário. Desde 2002, existe um mercado de balanço comum.

2.4.8.1.3 – Gestão de Congestionamentos

No sistema eléctrico nórdico, utilizam-se dois modelos diferentes para lidar com congestionamentos:

- Modelo de separação de mercado ou preço zonal, que conduz a preços diferentes nas várias áreas, calculados pela *Nord Pool* na fase *spot* da etapa de mercado (ver Figura 1.3.1.3.1);
- Modelo de comércio inverso ou *buy back*, que é utilizado quando os congestionamentos ocorrem no interior de áreas com preço definido, durante a fase de operação.

O modelo de separação de mercado é utilizado por forma a limitar a transmissão em fronteiras bem determinadas e, internamente, na Noruega. Para se poder utilizar este método, o mercado é dividido em áreas geográficas[52], 7 ao todo: 3 na Noruega, 2 na Dinamarca e os territórios Sueco e Finlandês. Para além da informação dos preços e volumes a transaccionar, as ofertas na bolsa devem também incluir informação acerca da localização da injecção física na rede.

Como já se referiu, a separação de mercado é realizada na *Nord Pool*. O princípio de leilão do mercado *spot* permite a gestão de potenciais pontos de congestionamento na rede durante a fase de planeamento, isto é, no dia anterior à entrega. Para tal, o mercado é dividido em áreas com diferentes preços. Os diferentes preços fornecem sinais aos actores para, uma vez mais, planearem a sua produção e consumo. Concretizando, depois do mercado *spot* encerrar, os negócios acordados podem indicar que a transmissão de electricidade através de um elemento na fronteira de duas áreas vai exceder a capacidade deste elemento. Em consequência, o mercado é dividido e calculam-se os diferentes preços e volumes, por área. Então, os operadores de sistema asseguram que a capacidade da rede nos pontos de congestionamento é utilizada ao máximo, por via do ajuste do preço estimado na área de menor preço. O volume de electricidade que pode ser transmitido é incluído quando se calcula o preço da área mais cara.

[52] *Electricity spot areas.*

Se, por hipótese, for necessário reduzir a transmissão entre duas zonas no interior de uma das sete áreas enumeradas, pode ordenar-se um aumento da electricidade produzida na área com défice de geração e uma diminuição de produção na área com excesso de geração. Este método, designado por comércio inverso, é realizado com recurso ao mercado de balanço, por via do qual os operadores de sistema recebem informação acerca dos recursos de que dispõem por forma a regular o balanço das diferentes regiões. No mercado nórdico, os custos do comércio inverso são imputados aos operadores de sistema, providenciando sinais de que é necessário o reforço da rede.

Os dois modelos utilizados, como já se referiu, resultam em diferentes consequências económicas para os operadores de sistema. No modelo de separação de mercado, a receita resultante[53] é creditada aos operadores de sistema. Utilizando o comércio inverso, os operadores de sistema compram a regulação de potência em cada um dos lados do congestionamento, ou seja, a aplicação deste metodologia traduz-se num custo para os operadores.

2.4.8.2 – Mercado Espanhol

2.4.8.2.1 – Resolução de Congestionamentos Internos

Na maioria das situações, a resolução de congestionamentos na rede espanhola envolve a substituição de algumas das unidades geradoras incluídas nos mercados diário e/ou intradiários por outras, oferecidas a preço mais elevado[54], localizadas na proximidade dos congestionamentos. Trata-se portanto da aplicação da metodologia de limitação de transacções.

No sistema espanhol, as ofertas que os agentes fazem ao mercado diário são também utilizadas para resolver congestionamentos. Os agentes cuja produção é cancelada não recebem qualquer compensação por esse facto sendo, em boa verdade, penalizados porque perdem o lucro associado à solução original do mercado.

[53] Igual ao produto da diferença de preço pelo trânsito na interligação.
[54] E pagas não ao preço marginal, mas ao preço oferecido à bolsa.

Alguns autores defendem que este processo não produz resultados tão bons quanto se poderia esperar à partida. Na realidade, encoraja os agentes à produção de ofertas com vista ao mercado de energia, bem como com vista à resolução de congestionamentos, apresentando ofertas de valor mais elevado no segundo caso. Mais ainda, as ofertas submetidas à bolsa encontram forte incentivo para assumirem um valor inferior ao preço marginal, por forma a diminuir o risco das correspondentes transacções serem canceladas no processo de redespacho. Como consequência, os agentes oferecem de maneira a que os preços marginais, em cada hora, são determinados por um conjunto de ofertas cuja energia é oferecida em pequena quantidade e cujos preços aumentam de forma considerada excessiva. Pode portanto dizer-se que o actual esquema de funcionamento desencoraja ofertas que traduzam os custos marginais e como são estes que asseguram a máxima eficiência económica, a situação presente manifesta um certo grau de ineficiência.

Uma alternativa que tem vindo a ser estudada consiste na utilização de ofertas separadas para efeitos de mercado diário e de solução de congestionamentos. Desta forma, todos os geradores, quer os que oferecem em bolsa quer os que mantêm contratos bilaterais, estariam em igualdade de circunstâncias no processo e, para além disso, os custos de resolução do congestionamento seriam identificados e eliminados de forma objectiva. Salienta-se uma vez mais que, no sistema actual, apenas os aumentos de produção são pagos e, portanto, o não pagamento aos produtores cuja transacção é cancelada distorce o mercado.

2.4.8.2.2 – Resolução de Congestionamentos nas Interligações

O actual sistema de resolução de congestionamentos nas interligações espanholas, ou seja, da divisão da capacidade de interligação disponível pelos agentes interessados quando as transacções desejadas excedem o seu valor máximo, é o seguinte:

1. Suponha-se que o conjunto das transacções desejadas para uma das interligações representa 1000 MW, sendo 800 MW respeitantes a transacções decorridas no mercado e 200 MW relativos a contratos bilaterais físicos;
2. Assuma-se que a capacidade da linha é de 900 MW, portanto menor que 1000;

3. Então as transacções de mercado têm que ser reduzidas para 800×900/1000, isto é, 720 MW e as transacções relativas aos contratos bilaterais físicos têm que passar para 200×900/1000, ou seja, 180 MW;
4. Assim tem-se 720+180=900 MW, valor da capacidade de interligação disponível.

A redução das transacções resultantes do mercado é realizada utilizando, naturalmente, as ofertas ao mercado. No caso de importação, a nova capacidade calculada, 720 MW, é atribuída aos agentes que realizaram as ofertas de venda a preços mais baixos, enquanto no caso de exportação, a capacidade é distribuída pelos agentes que apresentaram ofertas de compra a preços mais elevados. Claro que a aplicação deste critério possibilita o surgimento de situações menos desejáveis, uma vez que existe um incentivo para realizar ofertas a preço nulo, no caso de importação e próximas do preço marginal, no caso de exportação.

Pelo contrário, a distribuição dos 180 MW pelos agentes envolvidos em contratação bilateral física, é realizada utilizando ofertas específicas que estes agentes fazem para utilizar a interligação, sendo beneficiados aqueles que oferecem a preço mais elevado. Sistematizando:

- existe uma divisão ponderada da capacidade total pelos dois tipos de transacção;
- a distribuição da capacidade atribuída aos agentes envolvidos em transacções do mercado baseia-se nas ofertas à bolsa, sem qualquer custo para os agentes;
- a distribuição da capacidade atribuída aos agentes envolvidos em transacções baseadas em contratos bilaterais físicos, é realizada por via de um leilão explícito que implica o pagamento pelo direito de utilizar a interligação.

O operador de sistema espanhol, a REE, tem vindo a trabalhar com os operadores de sistema dos países vizinhos por forma a acordarem um método específico que siga as recomendações da ETSO e que seja aplicado de forma comum. A proposta tem incidido sobre o sistema de leilão explícito, quer para o mercado quer

para a contratação bilateral. O sistema contemplaria diferentes horizontes temporais – mensal, semanal e diário – em que, por exemplo, mensalmente seria leiloada uma parte da capacidade de interligação, semanalmente outra fatia e, no dia anterior ao da operação, a restante capacidade.

Este método não discrimina entre tipos de transacção (mercado ou bilateral), não aplica critérios baseados em rácios que assentam no volume a transaccionar[55], promove a eficiência económica, assegura a transparência e permite estabelecer leilões para horizontes temporais razoáveis.

[55] Excepto se as últimas ofertas consideradas apresentarem o mesmo preço.

Capítulo 3 – Metodologia e Abordagem Teórica Utilizadas

3.1 – Introdução

Pretende-se comparar as metodologias de redespacho conjunto transfronteiriço e de separação de mercado, por forma a averiguar as suas vantagens e desvantagens no âmbito do MIBEL.

Neste capítulo apresenta-se a metodologia utilizada no desenvolvimento do trabalho, com a preocupação de fundamentar cada uma das assunções e simplificações adoptadas. Deste modo, o capítulo encontra-se dividido em duas secções. A primeira é dedicada às fontes de informação utilizadas para realizar o trabalho e a segunda é dedicada à metodologia em si.

Como principais fontes de informação realçam-se a modelação das características e topologia da rede ibérica de transporte, as ofertas apresentadas pelos produtores espanhóis ao mercado, em Espanha e os custos de produção das centrais térmicas portuguesas.

Na metodologia utilizada há a destacar a utilização de um programa de trânsito de energia optimizado[1], o processo de submissão das ofertas de venda por parte dos produtores ibéricos, a verificação da existência de congestionamentos em linhas que unem ambas as áreas de controlo e a sua eliminação com recurso às metodologias escolhidas.

[1] Usualmente designado por *Optimal Power Flow* (OPF).

3.2 – Fontes de Informação

Nesta secção apresentam-se as mais importantes fontes de informação utilizadas para a realização do estudo.

Abordam-se em particular a obtenção das redes ibéricas utilizadas, atribuindo especial atenção a uma metodologia desenvolvida no seio da UCTE, designada por *Day Ahead Congestion Forecast* (DACF) e a forma como foram construídas as ofertas dos produtores portugueses e espanhóis.

3.2.1 – Rede Ibérica de Transporte de Electricidade

3.2.1.1 – Programa Viável de Exploração

Nesta secção ilustra-se o processo de obtenção de um programa viável de exploração, isto é, da conjugação de:

1. um perfil de geração que, satisfazendo o consumo previsto, não coloque em risco o cumprimento dos critérios de segurança e qualidade definidos,
2. com a contratação de um conjunto de serviços de sistema que permitam operar a rede em tempo real.

Uma das etapas da obtenção de um programa viável de exploração é a verificação e resolução de eventuais congestionamentos resultantes das transacções saídas do mercado.

Considere-se a figura seguinte.

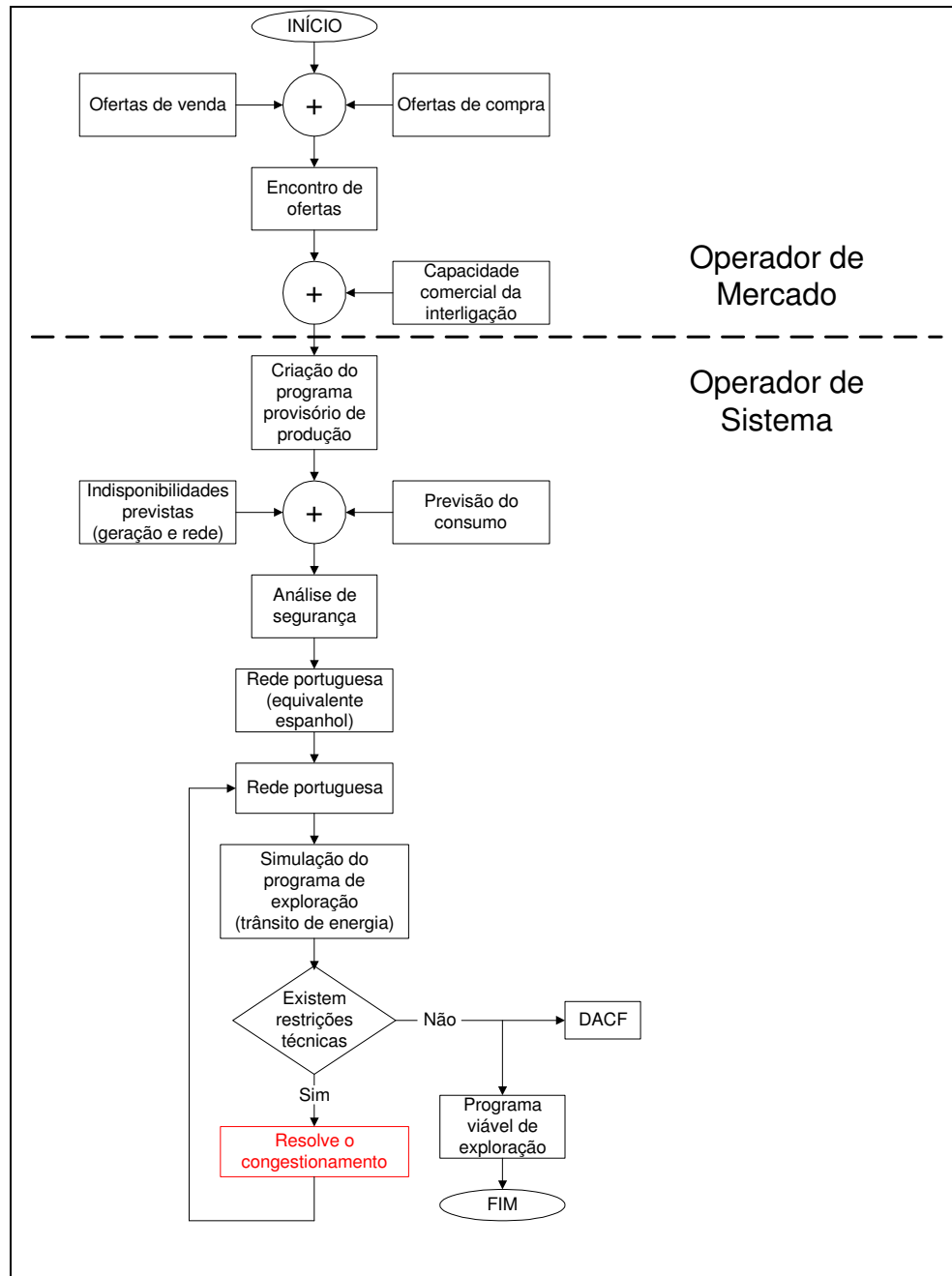



Figura 3.2.1.1.1 – Fluxograma do processo conducente à obtenção do Programa Viável de Exploração

O fluxograma anterior pretende ilustrar o procedimento que é necessário seguir com vista à obtenção do programa viável de exploração num modelo que prevê

a existência de uma bolsa de energia. A cor vermelha, realça-se o processo de eliminação de congestionamentos.

A primeira parte do processo é da competência do operador económico do mercado que gere o mercado grossista, no qual, numa bolsa, são apresentadas as ofertas de venda de energia provenientes dos diversos produtores, que visam satisfazer as necessidades de consumo, traduzidas em ofertas de compra.

A segunda parte é conduzida pelo operador físico do sistema incumbido da gestão da função de transporte, por forma a estabelecer a necessária ligação entre a produção e o consumo. Neste modelo assume-se que é competência estrita do operador de sistema a resolução dos congestionamentos na rede de transporte que controla.

Assim, o operador de mercado recebe as ofertas de venda de energia por parte dos produtores para, assume-se, as 24 horas do dia seguinte, assim como as ofertas de compra por parte dos comercializadores e consumidores. Para cada hora *h* do dia seguinte o operador de mercado agrega as ofertas de compra e venda. Observe-se a figura seguinte em que p_v designa a função da oferta e p_c designa a função da procura.

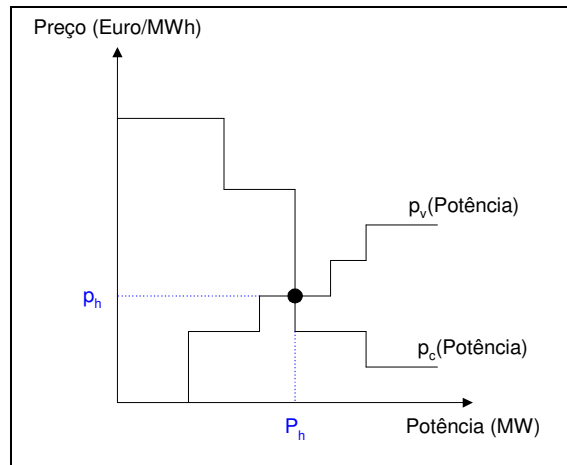



Figura 3.2.1.1.2 – Determinação do preço de equilíbrio

Assim, para a hora *h*, o ponto de encontro das duas curvas estabelece o par de valores P_h, potência a produzir e p_h, preço marginal do sistema. As centrais que oferecem a sua produção a um preço inferior a p_h são seleccionadas para essa hora e todas elas são remuneradas ao preço de encontro. Atinge-se assim o bloco designado por "Encontro de ofertas" que, adicionado do bloco referente aos contratos bilaterais

físicos[2], permite a cada produtor a definição de um programa provisório de produção, que este faz chegar ao operador de sistema.

Para a análise de segurança que o operador de sistema efectua é necessário conhecer, para além do perfil de geração, as indisponibilidades de elementos da rede, bem como a previsão de consumo para o dia seguinte. Com esta informação reunida, pode então proceder-se à construção de uma previsão integrada do sistema para o dia seguinte, sob a forma de um ficheiro. No caso do operador de sistema da REN, parte-se de um ficheiro em formato IEEE[3] extraído do sistema informático em tempo real[4], que constitui uma fotografia do estado da rede nesse instante. Por via da manipulação dos perfis de geração e consumo e da introdução das indisponibilidades previstas para o dia seguinte gera-se o ficheiro de previsão.

Sobre este ficheiro calcula-se um trânsito de energia, para que possa verificar-se o impacto que os trânsitos previstos provocarão. De acordo com [48], trânsito de energia é a designação usual da solução em regime estacionário de um sistema de energia eléctrica, compreendendo a rede, os geradores e as cargas e compreende os seguintes passos:

1. Formulação de um modelo matemático, que represente com suficiente rigor o sistema físico real;
2. Especificação do tipo de barramentos e das grandezas referentes a cada um;
3. Solução numérica das equações do trânsito de energia, a qual fornece o valor de tensões em todos os barramentos;
4. Cálculo das potências que transitam em cada ramo (linha, transformador).

Recordando a não linearidade das equações do trânsito de energia, que impossibilita a obtenção de uma solução por via analítica, há que recorrer a programas computacionais que, em tempo útil, resolvam as referidas equações. Na REN utiliza-se o pacote de *software “Power System Simulator for Engineering (PSS/E)”* da *Power Technologies, Inc.*[5], que exige a utilização de ficheiros de entrada num formato designado por RAW.

[2] como se referiu no Capítulo 1, Secção 1.6, tudo indica que a opção para o MIBEL será a conjugação de uma bolsa de energia não obrigatória e de contratos bilaterais físicos
[3] Para *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*
[4] Portanto para o dia d-1.
[5] http://www.shawgrp.com/PTI/software/psse/index.cfm

Assim, feita a conversão do formato IEEE para RAW e utilizando um dos métodos disponíveis no programa para a resolução do trânsito de energia, é possível verificar a ocorrência de situações de sobrecarga na rede – Bloco "Existem restrições técnicas", no fluxograma.

Caso existam restrições técnicas há que resolvê-las fazendo uso das metodologias existentes e voltar a correr o processo. O ciclo prossegue até que não se verifiquem quaisquer restrições, situação em que se obtém um programa viável de exploração para a hora *h* do dia seguinte.

As etapas descritas pelo esquema devem ser repetidas para todas as horas do dia seguinte com vista à obtenção de um programa viável de exploração para as 24 horas correspondentes.

3.2.1.2 – Metodologia *Day Ahead Congestion Forecast*

Observe-se de novo a Figura 3.2.1.1.1. Na etapa conduzida pelo operador de sistema e na ausência de restrições técnicas, ou seja, depois do programa ser considerado viável, a informação resultante é canalizada para um processo designado por DACF[6]. É importante referir este processo porque é através dele que se tem acesso à informação necessária para modelar a rede espanhola de MAT, uma das peças fundamentais para o estudo a realizar.

É um princípio básico de operação de redes eléctricas que a corrente eléctrica percorre o trajecto de menor impedância, de acordo com as leis físicas correspondentes. Como resultado, o trânsito nas linhas de determinada fronteira não pode ser encarado com simples base na informação das transacções acordadas. É necessário olhar para o cenário completo, em termos da localização geográfica da geração e do consumo, bem como em termos da topologia de toda a rede interligada.

Assim, em resposta ao desenvolvimento do mercado eléctrico, os operadores de sistema da UCTE desenvolveram um sistema de troca de informação, designado DACF[7]. O sistema baseia-se na partilha de previsões, em intervalos regulares, com informação a incidir sobre a topologia da rede e sobre a configuração física da

[6] Sigla utilizada para abreviar *Day Ahead Congestion Forecast*.
[7] Esta metodologia foi adoptada por todos os 35 membros da UCTE, em 21 países europeus.

geração e consumo do sistema. A informação recolhida por via deste sistema permite a cada operador prever o estado físico da sua própria rede, de forma coerente com as transacções acordadas, mas sem se limitar a estas.

Na figura seguinte apresenta-se o fluxograma simplificado do procedimento executado na REN numa base diária.

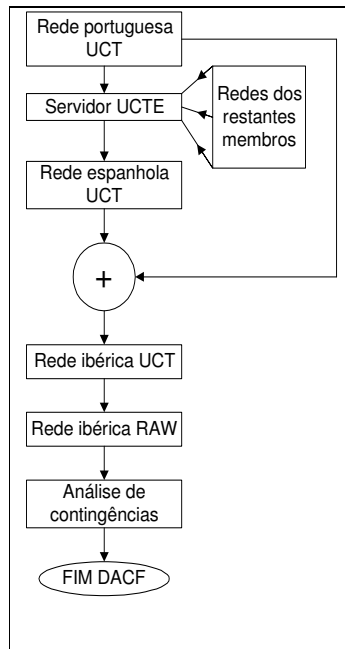



Figura 3.2.1.2.1 – Processo DACF

O processo inicia-se com a importação de uma fotografia topológica da rede, a partir do sistema informático em tempo real. Depois de inseridos os perfis previstos de geração e de consumo procede-se à conversão de formato, de IEEE para RAW. Este formato é utilizado pelo pacote informático *Power System Simulator for Engineering*, da *Power Technologies, Inc*, que assenta na linguagem de programação IPLAN. Utilizando um programa desenvolvido nesta linguagem é possível, por via do cálculo de um trânsito de energia, eliminar quer os níveis de tensão abaixo de 150 kV[8], quer o equivalente que pretende representar a rede espanhola[9]. Este programa

[8] O trânsito nos transformadores de entrega à distribuição, 60 kV, é considerado carga da rede de transporte. O trânsito nos transformadores de grupo é considerado geração da rede de transporte

[9] Introdução de nós fictícios na fronteira entre Portugal e Espanha que se comportam como cargas/geradores, consumindo/produzindo as potências activa e reactiva resultantes do trânsito de energia nas linhas de interligação.

retorna um ficheiro no formato utilizado pelo grupo de trabalho da UCTE, o formato UCT.

Tal como a REN, os restantes gestores de sistema dos países membros do grupo, entre os quais a REE, geram a sua previsão do estado da rede pela qual são responsáveis para o dia seguinte. Os diversos ficheiros são colocados, por via de ligação dedicada, num servidor a que todos os membros acedem. Para a REN, o processo continua com a importação do correspondente ficheiro espanhol, por forma a que se obtenha uma previsão do estado da rede ibérica para o dia seguinte, sem recurso a equivalentes.

Esta metodologia foi colocada em operação no dia 7 de Outubro de 2002 e, desde Março de 2003, a REN disponibiliza duas previsões da sua rede para o dia seguinte: 2h30 e 9h30, hora portuguesa. A REE começou a fazê-lo apenas em Junho de 2003[10].

3.2.1.3 – Selecção das Redes Ibéricas Utilizadas

As horas escolhidas pela UCTE para a previsão do estado da rede de transporte europeia[11], pretendem traduzir os dois estados extremos da rede em termos do perfil de consumo: o vazio (2h30) e a ponta (9h30).

O perfil de geração varia principalmente de acordo com o consumo[12], já traduzido pelas horas escolhidas e com a época do ano[13].

Neste trabalho adoptam-se os regimes de operação extremos, em termos de produção e consumo, sabendo que o estado topológico das redes reflecte esses mesmos regimes. Assim, os dias (e as redes ibéricas) escolhidos pretendem representar as pontas e os vazios de Verão e Inverno da rede portuguesa[14].

---

[10] Até estas datas, ambos os países se limitavam a uma previsão semanal: 9h30 de 4ª feira, hora portuguesa.

[11] 2h30 e 9h30, horas portuguesas.

[12] Nas horas de vazio o preço da electricidade é mais baixo e várias centrais hídricas aproveitam esse facto para funcionar em regime de bombagem, não injectando potência na rede, antes consumindo.

[13] Os extremos são, naturalmente, o Verão, em que a água armazenada nas albufeiras é pouca e o Inverno, período do ano com mais água disponível para efeitos de geração de electricidade.

[14] É de esperar que o comportamento do consumo espanhol não seja suficientemente distinto do português por forma a fazer diferir em muitos dias o registo das condições extremas de carga.

A tabela seguinte traduz a solução adoptada.

		Perfil de Consumo	
		Vazio	Ponta
Perfil de Geração	Inverno		15 de Janeiro de 2003 (9h30)
	Verão	20 de Agosto de 2003 (2h30)	10 de Julho de 2003 (9h30)

Tabela 3.2.1.3.1 – Redes ibéricas utilizadas

Ainda no que respeita às redes ibéricas utilizadas no estudo é importante referir que, para além das cinco linhas de interligação existentes em 2003 entre Portugal e Espanha, se optou por adicionar mais duas linhas (a Linha Alto Lindoso – Cartelle 2 e a Linha Alqueva – Balboa) a primeira prevista para entrar em funcionamento em Janeiro de 2004, a segunda em Março de 2005. A tabela seguinte resume as características eléctricas consideradas para as linhas de interligação.

Linha	**R [p.u.]**	**X [p.u.]**	**B [p.u.]**	$\mathbf{S_{Verão}}$ **[MVA]**	$\mathbf{S_{Inverno}}$ **[MVA]**
Pocinho – *Saucelle* (220 kV)	0.00437	0.02612	0.04118	270	321
Pocinho – *Aldea* (220 kV)	0.00570	0.03541	0.05153	270	321
Bemposta – *Aldea* (220 kV)	0.00411	0.02542	0.03657	270	321
Alto Lindoso – *Cartelle 1* (400 kV)	0.00098	0.00946	0.28653	1040	1242
Alto Lindoso – *Cartelle 2* (400 kV)	0.00098	0.00946	0.28653	1040	1242
Pego – *Cedillo* (400 kV)	0.00046	0.00522	0.13786	789	1410
Alqueva – *Balboa* (400 kV)	0.00156	0.01452	0.44732	1270	1555

Tabela 3.2.1.3.2 – Características eléctricas das linhas de interligação

Na tabela anterior surgem os valores, das resistência, reactância e susceptância de cada uma das linhas de interligação, em por unidade (p.u.).

3.2.2 – Ofertas Espanholas

As ofertas de venda dos produtores espanhóis são apresentadas enquanto resultado da pesquisa realizada no *site* do Operador de Mercado de Espanha, o OMEL. Assim, da lista de ficheiros disponibilizados ao público com informação do mercado, o OMEL permite aceder, entre outros, aos ficheiros do tipo CAB e aos ficheiros do tipo DET, descritos de seguida. O operador disponibiliza estes ficheiros numa base mensal, publicando no mês *m+3* a informação referente ao mês *m*.

Os ficheiros do tipo CAB[15] contêm os seguintes campos de informação.

DESCRIÇÃO
Código da oferta
Número da versão
Unidade ofertante
Descrição da unidade
Indicação de compra ou venda
Indicação de contrato internacional
Tipo de oferta
Termo fixo (em peseta)
Termo variável (em peseta)
Máxima rampa de subida
Máxima rampa de descida
Termo fixo (em c€)
Termo variável (em c€)
Potência máxima
Máxima rampa de arranque
Máxima rampa de paragem
Código de interligação
Ano de inserção
Mês de inserção
Dia de inserção
Hora de inserção
Minuto de inserção
Segundo de inserção

Tabela 3.2.2.1 – Ficheiro do tipo CAB do OMEL

[15] *Cabecera de Ofertas que entran en Casación.*

Apresenta-se um exemplo retirado de um ficheiro CAB de Janeiro de 2003, referente à oferta de venda apresentada pela Central Térmica de *Narcea*.

288844 1NRC3 C.T. NARCEA 3 VN1 4658808.000 3.078 1.5 1.5 2800000.000 1.850 364.1 0.0 0.0 120030103215125

Figura 3.2.2.1 – Exemplo da informação presente nos ficheiros do tipo CAB

Os ficheiros do tipo DET[16] apresentam a seguinte informação.

DESCRIÇÃO
Código da oferta
Número da versão
Período da oferta
Número do bloco
Preço (em peseta)
Preço (em c€)
Energia da oferta (em MWh)
Indicativo de bloco divisível
Indicativo de bloco excluível

Tabela 3.2.2.2 – Ficheiro do tipo DET do OMEL

Apresenta-se um exemplo relativo à oferta realizada pela unidade 287971, para as horas 1 e 2 de um dia de Janeiro de 2003.

287971 0 1 1	*0.000*	*0.000*	*400.0NS*
287971 0 1 2	*2.374*	*1.427*	*75.0SS*
287971 0 1 3	*2.707*	*1.627*	*50.0SS*
287971 0 1 4	*29.999*	*18.030*	*10.0SS*
287971 0 2 1	*0.000*	*0.000*	*350.0NS*
287971 0 2 2	*2.374*	*1.427*	*100.0SS*
287971 0 2 3	*2.707*	*1.627*	*75.0SS*
287971 0 2 4	*29.999*	*18.030*	*10.0SS*

Figura 3.2.2.2 – Exemplo da informação presente nos ficheiros do tipo DET

[16] *Detalle de Ofertas que entran en Casación.*

Assim, os ficheiros do tipo CAB apresentam toda a informação relativa às ofertas realizadas excepto os pares (potência oferecida; preço de oferta), que são apresentados nos ficheiros do tipo DET.

Com base na informação dos dois ficheiros é possível reconstituir as ofertas dos produtores espanhóis. Pelo menos em teoria. Na prática não é bem assim. Desde logo porque as cascatas[17] são oferecidas como um todo, por motivos de coordenação de caudais. Desta forma não é possível, em regra, conhecer a oferta realizada por determinada central hídrica – apenas a oferta que afecta toda a cascata. A excepção são algumas centrais que se identificam por si mesmas como, por exemplo, as centrais hídricas de *La Muela* (*C.H. La Muela Turbinacion*) ou de *Aguayo* (*C.H. Aguayo Generacion*).

Assim, para que não se cometam erros atribuindo as ofertas erradas de uma cascata às várias centrais hídricas, opta-se por construir as ofertas das hídricas espanholas da seguinte forma:

- se a oferta for por central[18], apresenta-se toda a oferta,
- caso contrário, a unidade oferece a preço nulo a potência prevista no ficheiro DACF e a um preço fixo, 10 c€/kWh[19], a restante potência disponível.
-

Garante-se assim que a estrutura de preços apresentada permite colocar na rede as unidades hídricas previstas e que, por via da imposição de um preço tão elevado para a restante potência disponível, os congestionamentos serão, na sua quase totalidade, resolvidos com recurso a centrais térmicas[20].

3.2.3 – Ofertas Portuguesas

Nesta secção apresentam-se as opções metodológicas adoptadas em termos das ofertas de venda de energia por parte dos produtores portugueses. As opções referem-se quer à produção de origem térmica, quer à produção de origem hídrica.

[17] Centrais hídricas, em sequência.
[18] E não por cascata.
[19] Deve ler-se 10 cêntimos de Euro por kilowatt.hora.
[20] Cujas ofertas são totalmente conhecidas.

Uma vez que não existem ofertas à bolsa por parte dos produtores portugueses[21], a solução adoptada para as centrais térmicas passa pela tradução do custo real de produção, tal como consta da ordem de mérito utilizada pelo Operador de Sistema. Para efeitos deste trabalho, os custos reais de produção são acrescidos de um valor Δx, sendo o resultado dividido por K, em que Δx e K assumem o mesmo valor para todas as centrais[22]. Ou seja,

$$\text{Oferta de venda}_{\text{Térmicas}} = \frac{\text{Custo de produção} + \Delta x}{K} \qquad \textit{(Equação 3.2.3.1)}$$

A fórmula adoptada para resolver esta questão permite que a ordem relativa de entrada na rede se mantenha. E mascara,

- por um lado o custo de produção das centrais no dia em análise,
- por outro a diferença no custo de produção entre centrais.

Salienta-se ainda que os termos Δx e K podem ser utilizados para aumentar ou diminuir o valor das ofertas à bolsa por parte das centrais térmicas portuguesas. Desta forma, funcionam enquanto variáveis de controlo para, por via da variação da produção térmica portuguesa, provocar sobrecargas nas linhas de interligação.

No que se refere à produção de origem hídrica a solução adoptada foi a seguinte: uma vez que, por via do ficheiro com a previsão para o estado do sistema ibérico para o dia seguinte, se conhece a produção de cada central, opta-se por:

- oferecer a potência produzida prevista a custo zero
- e a restante potência disponível[23] 10 c€/kWh[24].

Desta forma, garante-se que as centrais hídricas portuguesas vão, pelo menos, injectar uma potência igual à prevista no dia anterior. Estabelece-se assim um perfil de geração inicial semelhante ao previsto. O valor para a oferta da restante potência

---

[21] Dada a actual inexistência de um mercado liberalizado de electricidade em Portugal.
[22] Dentro de cada cenário estudado, pois Δx e K variam de cenário para cenário, como se verá adiante.
[23] De acordo com a capacidade instalada dos diversos grupos das centrais hídricas.
[24] Valor adoptado para as centrais hídricas espanholas.

disponível é escolhido de forma a que seja bem superior ao valor previsível de fecho de mercado. As implicações subjacentes são:

- todas as centrais hídricas estão em situação de igualdade uma vez atingida a potência prevista[25];
- as metodologias de resolução de congestionamentos são aplicadas recorrendo a centrais cujas ofertas à bolsa traduzem os seus custos[26].

[25] A partir daí, o valor da água na Central do Alto Lindoso é igual ao valor da água na Central da Bouçã, por exemplo.

[26] Ou seja, pelas centrais térmicas, com ofertas abaixo de 10 c€/kWh e pelas centrais hídricas espanholas cujas ofertas são identificáveis.

3.3 – Metodologia

3.3.1 – Trânsito de Energia Optimizado

O Trânsito de Energia Optimizado consiste num modelo analítico que, de forma automática, modifica determinadas variáveis de controlo no sentido de determinar a melhor solução de acordo com uma medida de performance quantitativa pré-definida[27]. O resultado é atingido por via da resolução de um problema de optimização, cujo objectivo é definido como uma combinação de funções objectivo e de restrições a satisfazer. Concretizando, o algoritmo do trânsito de energia optimizado resolve um problema não linear que assume a seguinte forma:

Minimizar $f(x,y)$

Sujeito a:

restrições de igualdade e

restrições de desigualdade

em que,

- o objectivo a minimizar pode consistir em uma ou mais funções. Exemplos de possíveis funções objectivo são o custo do combustível ou as perdas na rede;
- as restrições de igualdade consistem em equações do trânsito de energia que asseguram que a potência injectada em cada barramento iguala a soma das potências transitadas nos ramos a ele ligados, ou seja,

$$S_{Gi} - S_{Li} = \sum_{j=1}^{N} S_{ij} \qquad \text{(Equação 3.3.1.1)}$$

em que N designa o número total de barramentos, S_{Gi} a potência complexa gerada no barramento i, S_{Li} a carga complexa no barramento i e S_{ij} o trânsito de potência nos ramos que ligam os barramentos i e j;

[27] Designada por função objectivo.

- as restrições de desigualdade consistem em variáveis que podem assumir valores dentro de intervalos definidos. Por exemplo, o módulo e argumento das tensões ou a geração de potência activa.

Por ajuste das variáveis de controlo, o processo de solução determina condições que satisfazem, em simultâneo, as equações de restrição e a minimização da função objectivo. Assim, a colocação de um problema de trânsito de energia optimizado, requer a especificação da função objectivo, das variáveis de controlo e das restrições.

As funções objectivo são expressas em termos das variáveis do sistema eléctrico. Por exemplo, o custo do combustível necessário para satisfazer determinado consumo é função da produção de potência activa por parte dos geradores participantes.

O *software* de trânsito de energia optimizado utilizado, *Power System Simulator for Engineering PSS/E V.26*, disponibiliza, entre outras, as seguintes funções objectivo:

- minimização dos custos de combustível;
- minimização das potências activa e reactiva geradas pelo gerador de balanço;
- minimização das perdas de potência activa e reactiva.

É necessário complementar a função objectivo com equações de restrição, quer de igualdade quer de desigualdade[28]. O *software* utilizado permite, entre outros, definir as seguintes restrições e controlos:

- Limites para o módulo da tensão nos barramentos;
- Limites para o trânsito nos ramos;
- Limites para as potências activa e reactiva dos geradores.

---

[28] Por exemplo, caso a função objectivo seja a minimização do custo do combustível, estas equações asseguram que a geração de potência activa é suficiente para alimentar o consumo, acrescido das perdas do sistema de transporte.

A única informação essencial para o trânsito de energia optimizado utilizado é:

- um ficheiro com a informação do sistema eléctrico a estudar[29] (RAW);
- um ficheiro que contenha informação referente à definição das restrições que permitem delinear o problema[30] (ROP).

Nesta secção apresenta-se a estrutura dos ficheiros referidos no segundo ponto.

---

[29] *Load Flow Data Model.*
[30] *Optimal Power Flow Raw Data File*, *ROP*

Na figura apresentam-se os campos de informação de um ficheiro ROP.

Modification Code
Bus Voltage Attributes
Adjustable Bus Shunts
Bus Loads
Adjustable Bus Load Tables
Generator Dispatch Units
Active Power Dispatch Tables
Generator Reserve Units
Generation Reactive Capability
Adjustable Branch Reactance
Piece-wise Linear Cost Curve Tables
Piece-wise Quadratic Cost Curve Tables
Polynomial & Exponential Cost Curve Tables
Period Reserves
Branch Flows
Interface Flows
Linear Constraint Dependencies

An individual record of "0" *must* follow each complete record (each record may contain multiple lines) within each of these data categories. A final record containing a "0" must still be used to indicate the end of the entire data category

Figura 3.3.1.1 – Estrutura dos ficheiros
Optimal Power Flow Raw Data File (ROP)

Assim, no campo referente à tensão em cada barramento[31], devem especificar-se:

- o número do barramento;
- os módulos das tensões mínima e máxima em situação normal;

[31] *Bus Voltage Attributes.*

- os módulos das tensões mínima e máxima em situação de emergência;
- o tipo de limite (ignorar limite, limite duro, limite suave);
- o factor de penalidade associado ao limite suave.

Exemplo:

1012 1.1000 0.9000 9999.0000 -9999.0000 1 1.00

Figura 3.3.1.2 – Exemplo Bus Voltage Attributes

No campo referente ao despacho das unidades de geração[32] devem indicar-se:

- o número de barramento a que o gerador se encontra associado;
- a identificação do gerador[33];
- a fracção despachável da unidade[34];
- a tabela a que se encontra associado[35].

Exemplo:

7061 1 1.000 13

Figura 3.3.1.3 – Exemplo Generator Dispatch Units

O campo seguinte contém os dados referentes aos geradores aos quais foram associadas tabelas no campo anterior. Especificam-se:

- o número da tabela;
- as potências activa máxima e mínima da unidade;
- o coeficiente de escala referente ao custo do combustível;
- o tipo de curva de custo do gerador[36];

[32] *Generator Dispatch Units*.
[33] Para salvaguardar o caso em que exista mais do que uma unidade geradora ligada a um mesmo barramento.
[34] Percentagem de produção utilizável para efeitos de optimização.
[35] *Active Power Dispatch Table*.
[36] Polinomial e exponencial, linear por troços, quadrática por troços.

- o estado do gerador[37];
- a tabela de custos.

Exemplo:

6 53.000 0.000 1.000 2 1 6

Figura 3.3.1.4 – Exemplo Active Power Dispatch Table

No trabalho realizado associaram-se aos diversos geradores curvas de custo lineares por troços[38]. O próximo campo com interesse é então o da sua definição. Assim, é necessário indicar:

- o número da tabela de custo;
- identificação da tabela por via de um cabeçalho;
- o número de pares de valores associados à definição da curva;
- os vários pares coordenados, na forma (x_i, y_i) em que x_i e y_i designam, respectivamente, o valor da variável de controlo[39] e o custo da energia produzida.

Exemplo:

```
39 'LINEAR 39'   4
     0.000   0.000
   541.000   0.000
   583.000   2.244
   620.000   3.000
```

Figura 3.3.1.5 – Exemplo
Piece-wise Linear Cost Curve Tables

[37] Em serviço ou fora de serviço.
[38] *Piece-wise Linear Cost Curve Tables.*
[39] Potência activa, no caso.

A figura exibe a curva de custo associada ao exemplo apresentado.

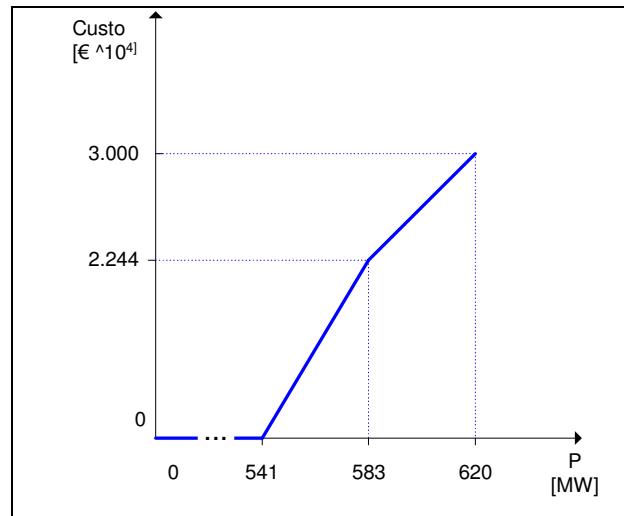



Figura 3.3.1.6 – Curva de custo linear por troços

O último campo do ficheiro ROP com interesse para o trabalho desenvolvido é o do trânsito nos diversos ramos da rede. Assim, especificam-se:

- os números dos barramentos ligados pelo ramo em análise;
- os identificadores do circuito e do fluxo;
- os limites máximo e mínimo de operação do ramo para os regimes normal e de emergência;
- a unidade utilizada nos limites anteriores[40];
- o tipo de limite (ignorar limite, limite duro, limite suave);
- o factor de penalidade associado ao limite suave.

Exemplo:

1051 4051 1 1 250.0 0.000 0.000 0.000 3 0 9.000

Figura 3.3.1.7 – Exemplo Branch Flows

[40] MW, MVAr, MVA ou Ampere.

3.3.2 – Submissão das Ofertas: Operação de Mercado

Nesta secção explica-se a metodologia adoptada para a afectação das unidades de produção, com vista à simulação do comportamento do Operador de Mercado. Como já se referiu, o processo de aceitação das ofertas de compra e venda inicia-se na operação de mercado e constitui-se como uma etapa de cariz estritamente económico. Assim, consumidores e produtores submetem as suas ofertas e a operação de mercado, por via da construção das respectivas curvas, determina o ponto de equilíbrio do sistema ao qual corresponde a potência a produzir e o preço marginal a pagar a todos os produtores[41]. Neste trabalho considera-se o consumo inelástico, isto é, assume-se que o consumidor está disposto a pagar o necessário para satisfazer as suas necessidades de consumo de energia eléctrica. De outro modo, conhecendo a previsão de consumo para cada um dos cenários em análise, estabelece-se que todo o consumo é satisfeito qualquer que seja o preço marginal.

No fim desta etapa tem-se então o conjunto de produtores que, oferecendo a sua energia a preço mais baixo, é seleccionado pelo Operador de Mercado para fazer face à procura. Em termos do *software* utilizado, equivale a correr um trânsito de energia optimizado não considerando as restrições impostas pela rede. De outra forma,

- impor como função objectivo a minimização do custo do combustível e assumir limites de emergência para os módulos das tensões e para os trânsitos nos ramos, o que equivale a encarar a rede como uma estrutura que não impõe barreiras físicas ao negócio.

3.3.3 – Congestionamentos nas Linhas de Interligação: Operação de Sistema

O passo seguinte ao do encontro da oferta com a procura diz respeito à verificação dos limites impostos pela rede de transporte[42]. Dado que o trânsito de

[41] Caso seja esse o modelo adoptado.
[42] Em particular o módulo da tensão nas instalações e a distribuição da potência pelos diversos ramos.

energia optimizado é corrido sem quaisquer restrições, é muito provável que existam trânsitos que, em certos ramos, superam os valores nominais. Em particular nas linhas de interligação, dado que a diferença de preço entre as duas áreas de controlo se traduz em potência transportada por estas linhas.

Uma vez se pretende comparar metodologias de eliminação de congestionamentos nas linhas de interligação, é condição necessária que estes se verifiquem. Assim, caso o perfil inicial de preços não conduza a um trânsito de potências que viole os limites nominais destas linhas, há que reformular o referido perfil.

Para tal, utilizam-se os termos Δx e K, da Equação 3.2.3.1, por forma a fazer variar o preço das ofertas das centrais térmicas portuguesas e, desse modo, provocar sobrecargas nas linhas de interligação[43]. Assim, terminada esta etapa, obtém-se

- um trânsito de energia optimizado em termos económicos, conducente a sobrecargas em uma ou mais linhas de interligação que serão eliminadas de acordo com as duas metodologias propostas, a separação de mercado e o redespacho conjunto transfronteiriço.

3.3.4 – Eliminação de Congestionamentos: Operação de Sistema

3.3.4.1 – Separação de Mercado

A forma adoptada para reproduzir esta metodologia, utilizando o já referido programa de trânsito de energia optimizado, foi a seguinte:

- verificada a existência de um ou mais congestionamentos nas linhas de interligação, limitar o trânsito total nas interligações a um valor sucessivamente menor (processo iterativo de tentativa - erro) até que os congestionamentos desapareçam. Em cada iteração define-se como função objectivo a minimização dos custos de combustível e não se impõem

[43] Refira-se que o parque produtor térmico nacional tem uma potência instalada da ordem dos 5 000 MW, constituindo portanto uma variável de controlo eficaz no que diz respeito à geração de sobrecargas, em particular nas linhas de interligação.

restrições físicas à solução, com excepção do trânsito entre áreas de controlo[44]. Desta forma garante-se que, no final, se obtém uma solução que apenas atende a aspectos de ordem económica, mas limitada pelo trânsito total na interligação, por forma a que o congestionamento seja eliminado.

Reveja-se a Figura 3.3.1.1 e atente-se no campo "*Interface Flows*". Este campo de informação é preenchido da seguinte forma:

- um identificador dos fluxos definidos;
- um título que designa o fluxo;
- os fluxos máximo e mínimo nas linhas que ligam as áreas;
- a unidade especificada (MW ou MVAr);
- o tipo de limite (ignorar limite, limite duro, limite suave);
- o factor de penalidade associado ao limite suave.

Exemplo:

```
48  'AREA 2 TO AREA 1       '  -1900.00   -2009.00    1 1     9.000
 7091   9201  1
2072   9202  1
2071   9203  1
4511   9401  1
4511   9401  2
4577   9402  1
6666   91082  1
```

Figura 3.3.4.1.1 – Exemplo Interface Flows

Note-se que, tendo em conta o cariz estritamente económico desta metodologia, pode suceder que se afectem diversos geradores de ambas as áreas de controlo[45] até que se consiga resolver o congestionamento. Dado que o critério único de afectação de unidades é o preço de oferta à bolsa, perde-se a dimensão relacionada

[44] Poder-se-iam definir restrições respeitantes aos trânsitos em todos os ramos da rede ibérica, mas tal significaria poder encarar a constituição de tantas áreas de controlo e de mercado quantos os barramentos existentes na rede, o que degeneraria no modelo de preço nodal.
[45] Os de preços extremos.

com a localização da central, correndo-se assim o risco de estar a variar a produção de centrais que pouco ou nada afectam o trânsito em determinada interligação.

3.3.4.2 – Redespacho Conjunto

A tradução desta metodologia para o programa de trânsito de energia optimizado é imediata:

- impor como restrição o limite máximo de potência nas várias linhas da rede ibérica, em particular nas linhas de interligação, adoptando como função objectivo a minimização do custo do combustível.

A solução consiste na afectação das unidades que, eliminando o congestionamento[46], o fazem ao mais baixo custo, garantindo-se que apenas se alteram as potências de centrais cuja produção afecta o trânsito nas linhas congestionadas.

[46] Análise de sensibilidades.

Capítulo 4 – Resultados

4.1 – Introdução

Neste capítulo apresentam-se e analisam-se os resultados obtidos para os cenários estudados de ponta e vazio de Verão e Inverno do ano 2003. Assim, o estudo de cada cenário está dividido em três secções:

1. Cenário – apresenta algumas considerações de carácter geral, os consumos de Portugal e Espanha e o preço de fecho do mercado segundo o OMEL;

2. Trânsito de Energia – apresenta os resultados referentes a um trânsito de energia simples[1], em termos do número de iterações para alcançar convergência, da produção do nó de balanço, das perdas de potência activa e do trânsito nas linhas de interligação;

3. Trânsito de Energia Optimizado – encontra-se dividida em quatro secções:

   3.1. Operação de Mercado – apresenta a informação resultante de um trânsito de energia optimizado, com função objectivo de minimização dos custos de combustível e sem restrições. Em particular, para além da informação semelhante à do trânsito de energia simples, apresenta também as sobrecargas registadas nas linhas de interligação, o preço de fecho do mercado e uma tabela com informação;

   3.2. Separação de Mercado – apresenta os resultados decorrentes da aplicação desta metodologia, com vista à resolução das sobrecargas verificadas;

   3.3. Redespacho Conjunto – apresenta os resultados decorrentes da aplicação desta metodologia, com vista à resolução das sobrecargas verificadas;

[1] Não optimizado.

3.4. Resumo – apresenta um resumo dos resultados obtidos para ambas as metodologias.

São escolhidos três indicadores com vista à comparação da performance de ambas as metodologias face às situações de rede: o número de geradores afectados pela metodologia, a variação imposta no programa de interligação[2] e o custo real associado à sua utilização[3]. Note-se que estes critérios são complementares dos apresentados no Capítulo 2, pretendendo estabelecer uma nova base de comparação que permita refinar as conclusões do referido capítulo.

---

[2] Estes dois indicadores fornecem dados acerca da simplicidade e rapidez de utilização do método.
[3] Este indicador fornece dados acerca do custo de utilização do método.

4.2 – Resultados

4.2.1 – Cenário "15 de Janeiro de 2003, 9h:30, Ponta de Inverno"

4.2.1.1 – Cenário

No dia 15 de Janeiro de 2003 registou-se a ponta de consumo anual, na sequência de uma vaga de frio que se abateu sobre o País. O máximo do consumo da rede portuguesa ocorreu às 19h:30, hora portuguesa, tendo-se registado 7 368 MW.

Assim, e porque apenas se dispõe de informação para as 2h:30 e 9h:30[4], horas portuguesas, o estudo realiza-se com o sistema[5] ibérico do dia 15 de Janeiro, às 9h:30, hora portuguesa, por ser essa a hora a que corresponde um maior consumo.

Para este cenário, verifica-se um consumo português próximo dos 6 000 MW e um consumo espanhol de cerca de 26 000 MW, perfazendo um total de 32 000 MW.

Segundo os dados do OMEL, o mercado para esta hora fechou com um preço pago aos produtores de 4.65 cent €/kWh e com um consumo de cerca de 29 000 MW.

4.2.1.2 – Trânsito de Energia

Por via de um simples trânsito de energia, utilizando o método de *Newton-Raphson*, obtém-se convergência ao fim de 5 iterações, cabendo ao nó de balanço, a Central Hídrica de *Villarino*, em Espanha, a produção de cerca de 257 MW.

---

[4] Já referido no capítulo anterior.
[5] Produção + Transporte + Consumo.

A tabela seguinte resume a situação em termos dos trânsitos nas linhas de interligação, em que aos valores positivos correspondem trânsitos de potência de Portugal para Espanha e aos valores negativos correspondem trânsitos de potência de Espanha para Portugal.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-44.1	-70.9
Pocinho – *Aldea*	2.2	-59.6
Bemposta – *Aldea*	313.8	-63.1
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-385.0	-43.5
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-385.0	-43.5
Pego – *Cedillo*	-2.1	59.6
Alqueva – *Balboa*	507.7	-114.2
Total	**7.4**	**-335.1**

Tabela 4.2.1.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia)

Para esta situação de trânsito de energia simples, não se verifica qualquer sobrecarga nos cerca de 930 ramos que compõem a rede em análise.

4.2.1.3 – Trânsito de Energia Optimizado

4.2.1.3.1 – Operação de Mercado

A situação altera-se quando se consideram as ofertas de venda realizadas pelos diversos produtores. Carregando em memória o ficheiro e utilizando um trânsito de energia optimizado com função objectivo "minimização do custo do combustível", o método converge ao fim de 23 iterações, com *Villarino* a produzir 180 MW e com as perdas totais de potência activa a situarem-se em 727 MW[6].

[6] Cerca de 2.3 % do consumo.

E, para o perfil de geração eleito[7], registam-se as seguintes sobrecargas na rede:

Linha	S [MVA]	$S_{nominal}$ [MVA]	Violação [MVA]
Cabril – Bouçã (150 kV)	108.95	103.66	5.29
Bemposta – *Aldea* (220 kV)	348.74	320.85	27.89

Tabela 4.2.1.3.1.1 – Sobrecargas na Rede Ibérica
(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

É importante que se perceba que estas sobrecargas decorrem do facto de nesta fase se estar a simular o comportamento da bolsa ibérica e, como já se referiu, ao operador de mercado interessarem apenas as ofertas de compra e venda[8]. Assim, uma optimização puramente económica conduz a rede a duas sobrecargas: a linha que interliga as Centrais Hídricas do Cabril e da Bouçã, a 150 kV e a Linha de Interligação entre Bemposta e *Aldea*, a 220 kV.

A sobrecarga da Linha Cabril - Bouçã é uma situação mais habitual que o desejado e decorre do facto da capacidade nominal da linha ser inferior à potência máxima dos grupos do Cabril (103.66 MVA face a 2×54 MW). Trata-se portanto de uma situação conhecida.

Já a sobrecarga da Linha de Interligação entre Bemposta e *Aldea* resulta do desequilíbrio entre geração e consumo nas áreas, que se traduz em trânsito nas linhas de interligação.

[7] Correspondente ao menor custo possível.
[8] E não a infraestrutura.

Para esta situação, a potência transitada nas linhas de interligação é a seguinte:

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-4.4	-18.2
Pocinho – *Aldea*	44.7	-18.9
Bemposta – *Aldea*	345.5	-47.2
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-326.6	-38.2
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-326.6	-38.2
Pego – *Cedillo*	84.9	34.5
Alqueva – *Balboa*	653.3	-88.7
Total	**470.8**	**-214.9**

Tabela 4.2.1.3.1.2 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

Trata-se portanto de uma situação em que, face ao perfil de preços apresentado, Portugal se encontra a exportar para Espanha cerca de 470 MW. O valor em si não é particularmente elevado, mas a distribuição de trânsitos provocada pelos perfis de geração e consumo conduz a uma sobrecarga de cerca de 28 MVA na linha de interligação já referida.

Os geradores portugueses que produzem a um preço marginal mais elevado são os grupos a fuel da Central Térmica do Carregado – 236 MW oferecidos a um preço marginal de 5.6 c€/kWh – e o gerador espanhol na mesma situação pertence à Central Térmica de *Algeciras* – preço marginal de 7.5 c€/kWh. Assim, ter-se-ia, na ausência de sobrecargas na rede, um preço de sistema igual ao máximo dos dois, ou seja, 7.5 c€/kWh.

O passo seguinte é a aplicação das duas metodologias, separação de mercado e redespacho conjunto, com vista à eliminação desta sobrecarga. No Anexo D apresenta-se, para cada cenário, uma tabela que resume a situação em termos de potência activa produzida e custo respectivo, para os cenários inicial[9], de separação de mercado e de redespacho, central a central. A segunda coluna apresenta a curva de custos para cada unidade.

[9] Operação de mercado.

4.2.1.3.2 – Separação de Mercado

Para aplicação desta metodologia limita-se sucessivamente o trânsito nas linhas de interligação, até que as sobrecargas existentes desapareçam. Aplicando este princípio, mantendo a função objectivo e não impondo outras quaisquer restrições garante-se que são afectados apenas os geradores de preços extremos.

Assim, depois de limitações sucessivas no programa de interligação, alcança-se a solução final para a qual já não ocorre a sobrecarga que se registava. Apresentam-se os trânsitos nas linhas de interligação.

Linha	**P [MW]**	**Q [MVAr]**
Pocinho – *Saucelle*	-36.8	-13.1
Pocinho – *Aldea*	8.7	-14.0
Bemposta – *Aldea*	318.8	-43.9
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-391.3	-26.6
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-391.3	-26.6
Pego – *Cedillo*	-58.2	64.8
Alqueva – *Balboa*	465.0	-90.6
Total	**-85.0**	**-150.0**

Tabela 4.2.1.3.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação

(Trânsito de Energia Optimizado – Separação de Mercado)

Da análise da tabela anterior destaca-se o facto de a Linha Bemposta – *Aldea* se encontrar à plena carga (321 MVA). Verifica-se todavia que, por forma a eliminar a sobrecarga de cerca de 28 MVA na linha de interligação, foi necessário alterar o trânsito total nas linhas que unem as duas áreas de controlo em cerca de 550 MW, ou seja, foi necessário diminuir a produção em Portugal em cerca de 10% para eliminar a sobrecarga detectada, por via deste método.

Na tabela seguinte apresentam-se os dados referentes aos geradores forçados a alterar a sua produção.

Central	Curva de Custos [MW	×10⁴ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [×10⁴ €]	P_{separ} [MW]	C_{separ} [×10⁴ €]
Carregado	0.000	0.000	235.93	1.32	0.51	0.00
	236.000	1.324				
Setúbal	0.000	0.000	235.94	1.27	116.81	0.63
	236.000	1.266				
Setúbal	0.000	0.000	235.94	1.27	142.67	0.77
	236.000	1.266				
Setúbal	0.000	0.000	235.94	1.27	142.67	0.77
	236.000	1.266				
Escombreras	0.000	0.000	0.40	0.00	372.89	3.01
	275.000	2.196				
	550.000	4.488				
Algeciras	0.000	0.000	69.89	0.52	210.89	1.58
	211.000	1.582				
	719.000	9.202				

Tabela 4.2.1.3.2.2 – Afectação de unidades

(Trânsito de Energia Optimizado - Separação de Mercado)

O que se verifica é então que a eliminação da sobrecarga se concretizou por via da diminuição de produção de origem térmica proveniente das centrais portuguesas do Carregado e de Setúbal[10] – cerca de 542 MW – e do aumento da produção em centrais espanholas. É de referir que seria de esperar que fossem centrais hídricas em Espanha a aumentar a produção. Todavia, face ao preço de oferta imposto[11], quem vê aumentada a sua produção – em cerca de 520 MW – são as centrais térmicas de *Algeciras* e *Escombreras*[12], produzindo a preços marginais de 7.5 e 8.3 cent €/kWh, respectivamente.

Assim, obtêm-se dois preços marginais, um português e um espanhol. O preço marginal português é agora imposto pela Central de Setúbal, produzindo a 5.4 cent €/kWh, enquanto o preço marginal em Espanha sobe de 7.5 para 8.3 cent €/kWh.

Portanto, Portugal, que se constituía como área exportadora, vê a sua produção diminuir e, em consequência, também o seu preço marginal[13]. Já Espanha, que estava na posição de área importadora, tem que aumentar a produção por forma a diminuir o

[10] As mais caras, em produção, naquele instante.
[11] 10 cent €/kWh.
[12] Que não se encontrava na rede.
[13] Em cerca de 0.25 cent €/kWh.

trânsito na linha em sobrecarga e, em consequência, vê o seu preço marginal aumentar em cerca de 0.8 cent €/kWh.

Importa nesta fase definir um dos indicadores utilizados para comparação das metodologias de separação de mercado e de redespacho conjunto: o custo. Existem várias possibilidades de remunerar os produtores, quer em termos de mercado diário, quer em termos de mercado de balanço. Em particular, sublinham-se:

- o pagamento aos produtores seleccionados para participar no mercado ao preço marginal ou ao preço de oferta;
- o pagamento aos produtores seleccionados para aumentar produção para efeitos de resolução de congestionamentos, ao preço marginal ou ao preço de oferta;
- o recebimento dos produtores seleccionados para diminuir produção para efeitos de resolução de congestionamentos, ao preço marginal ou ao preço de oferta.

Como já foi referido, é de esperar que o futuro MIBEL venha a adoptar o pagamento da produção no mercado diário ao preço marginal. Também já se mencionou que, para efeitos da metodologia de redespacho, no actual mercado espanhol, os produtores são pagos ao preço de oferta[14].

Assim, de modo a poder comparar directamente o custo associado a cada uma das metodologias, o método adoptado baseia-se nos seguintes aspectos:

1. O objectivo é a comparação das metodologias, logo, apenas interessa calcular o custo referente aos geradores afectados por via da sua aplicação; note-se que o custo associado à rede de transporte, traduzido por um aumento das perdas, se relaciona com o novo padrão de geração.
2. Os produtores são remunerados ao preço de oferta.

[14] E não ao preço marginal.

Fazendo uso das assunções anteriores salvaguardam-se dois aspectos fundamentais:

1. o estabelecimento de uma base de comparação real das metodologias, que não entra em conta com a geração de preços marginais distintos decorrente da metodologia de separação de mercado;
2. a contabilização do custo real associado à utilização das metodologias, fruto da remuneração ao preço de oferta.

A tabela seguinte apresenta os valores referentes aos produtores afectados pelo recurso à separação de mercado. Por exemplo, o custo real de produção da Central Térmica do Carregado, na situação inicial, era de 13 240 € e na nova situação a sua produção anula-se. Portanto, com a Central do Carregado o mercado fica a lucrar, por aplicação desta metodologia, 13 240 €.

Gerador	**$C_{inicial}$ [€]**	**C_{final} [€]**	**Ganho [€]**	**Perda [€]**
Carregado	13 240	0	13 240	
Setúbal	12 660	6 266	6 394	
Setúbal	12 660	7 653	5 007	
Setúbal	12 660	7 653	5 007	
Escombreras	0	30 119		30 119
Algeciras	5 240	15 820		10 580
Total			**29 648**	**40 699**

Tabela 4.2.1.3.2.3 – Cálculo dos custos associados (Separação de Mercado)

A tabela seguinte resume a tabela anterior, em termos do balanço de custos e apresenta ainda os dois outros indicadores: o número de geradores que variaram a sua produção em resultado da aplicação da metodologia e a variação absoluta no programa de interligação, em MW.

N.º Geradores	**Custo [€]**	**|Δ Prog. Interlig.| [MW]**
6	**11 051**	**555**

Tabela 4.2.1.3.2.4 – Resumo da aplicação da metodologia (Separação de Mercado)

Verifica-se assim que a metodologia de separação de mercado recorre, para este cenário, a 6 grupos geradores, provocando uma alteração de 555 MW no programa de interligação e conduzindo a um custo de aplicação de 11 051 €.

4.2.1.3.3 – Redespacho Conjunto

Como já se referiu, a aplicação desta metodologia consiste na conciliação da minimização do custo de combustível com os limites físicos da rede de transporte.

Assim, a tabela apresenta os trânsitos nas linhas de interligação, depois de aplicada a metodologia.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-10.2	30.9
Pocinho – *Aldea*	34.4	125.0
Bemposta – *Aldea*	320.8	-3.8
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-320.9	-83.1
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-320.9	-83.1
Pego – *Cedillo*	92.7	-19.9
Alqueva – *Balboa*	659.2	-69.6
Total	**455.2**	**-103.5**

Tabela 4.2.1.3.3.1 – Trânsito nas linhas de interligação

(Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Verifica-se que, ao contrário do que sucedeu com a separação de mercado, esta metodologia não alterou significativamente o programa de interligação. Foi suficiente diminuir a exportação de Portugal para Espanha em cerca de 20 MW para a sobrecarga desaparecer.

A tabela resume a situação resultante da aplicação do redespacho conjunto no que diz respeito à afectação de unidades e aos custos incorridos[15].

Central	Curva de Custos [MW	$\times 10^4$ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [$\times 10^4$ €]	P_{redesp} [MW]	C_{redesp} [$\times 10^4$ €]
Bemposta	0.000	0.000	253.99	0.00	245.96	0.00
	254.000	0.000				
Algeciras	0.000	0.000	69.89	0.52	94.02	0.70
	211.000	1.582				
	719.000	9.202				

Tabela 4.2.1.3.3.2 – Afectação de unidades

(Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Assim, a eliminação da sobrecarga foi conseguida à custa da diminuição de alguma geração de origem hídrica (Central da Bemposta) e do aumento da produção na central térmica de *Algeciras*. A solução de diminuir produção de origem hídrica em Portugal, em particular da Central da Bemposta que está directamente implicada na sobrecarga, parece óbvia. Todavia a metodologia de separação de mercado não recorre a esta possibilidade porque não se concretiza numa diminuição do custo global[16].

Como já se referiu, esta metodologia não conduz à diferenciação de preços entre áreas de controlo. A tabela resume a situação em termos de custos do redespacho conjunto.

Gerador	$C_{inicial}$ [€]	C_{final} [€]	Ganho [€]	Perda [€]
Bemposta	0	0	0	
Algeciras	5 240	7 049		1 809
Total			**0**	**1 809**

Tabela 4.2.1.3.3.3 – Cálculo dos custos associados
(Redespacho Conjunto)

A tabela resume o que se discutiu a propósito desta metodologia, no que respeita ao número de geradores afectados, ao custo e ao impacto sobre o programa de interligação.

[15] Apenas para os geradores que alteram a sua produção como resultado do programa de optimização.
[16] Recorde-se que a hídrica é oferecida a custo zero, excepto a potência que se previa não entrar no mercado.

N.º Geradores	Custo [€]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
2	**1 809**	**16**

Tabela 4.2.1.3.3.4 – Resumo da aplicação da metodologia (Redespacho Conjunto)

4.2.1.3.4 – Resumo

Nesta secção apresenta-se uma tabela que resulta da sobreposição das tabelas que resumem a situação referente à aplicação das metodologias de separação de mercado e de redespacho conjunto, acrescidas de uma coluna que apresenta o custo de aplicação face ao consumo registado.

Metodologia	N.º Geradores	Custo [€]	Custo [cent €/ kWh]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
Separação	**6**	**11 051**	**0.0345**	**555**
Redespacho	**2**	**1 809**	**0.0057**	**16**

Tabela 4.2.1.3.4.1 – Resumo da aplicação das metodologias (Separação de Mercado e Redespacho Conjunto)

Analisando a tabela anterior verifica-se que, para este cenário, a metodologia de redespacho conjunto afectou 1/3 dos geradores afectados pela metodologia de separação de mercado e alterou 3% da potência de interligação alterada pela mesma metodologia.

Em termos de custo, a metodologia de redespacho comporta um aumento do preço global do sistema de 1 809 €, que representam pouco mais de 16% do aumento associado à utilização da técnica de separação de mercado.

4.2.2 – Cenário " 31 de Dezembro de 2003, 2h:30, Vazio de Inverno"

4.2.2.1 – Cenário

A escolha do cenário correspondente às 2h:30 do dia 31 de Dezembro de 2003 resulta do compromisso entre os ficheiros ibéricos disponíveis e os valores mínimos de consumo registados nos meses de Inverno.

Para este cenário, verifica-se um consumo português próximo de 3 500 MW e um consumo espanhol ligeiramente inferior a 11 000 MW, perfazendo um total de pouco mais de 14 000 MW.

Segundo os dados do OMEL, o mercado para esta hora fechou com um preço pago aos produtores de 1.51 cent €/kWh e com um consumo, adicionado de bombagem, de cerca de 16 000 MW.

4.2.2.2 – Trânsito de Energia

O resultado do trânsito de energia, alcançada a convergência em 7 iterações, conduz aos seguintes trânsitos de potência nas linhas de interligação:

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-122.7	-39.7
Pocinho – *Aldea*	-128.6	-31.7
Bemposta – *Aldea*	108.7	-34.3
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	---	---
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	---	---
Pego – *Cedillo*	-115.0	-58.3
Alqueva – *Balboa*	111.5	-142.3
Total	**-146.2**	**-306.4**

Tabela 4.2.2.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia)

Para esta situação de trânsito de energia simples, verifica-se apenas uma pequena sobrecarga na linha que liga as centrais do Cabril e da Bouçã, nos cerca de 900 ramos que compõem a rede ibérica em análise. A rede apresenta-se, desde início,

sem as duas linhas de interligação Alto Lindoso – *Cartelle*, fruto de indisponibilidades fictícias, tendo sido essa a forma encontrada para simular uma situação de alguma proximidade de sobrecarga[17].

4.2.2.3 – Trânsito de Energia Optimizado

4.2.2.3.1 – Operação de Mercado

Nesta fase consideram-se as ofertas de venda realizadas pelos diversos produtores e impõe-se como função objectivo a minimização do custo do combustível. O método converge em 21 iterações, conduzindo a perdas de potência activa de cerca de 350 MW.

E, para o perfil de geração final, registam-se as seguintes sobrecargas na rede ibérica:

Linha	S [MVA]	$S_{nominal}$ [MVA]	Violação [MVA]
Cabril – Bouçã (150 kV)	108.45	103.6	4.85

Tabela 4.2.2.3.1.1 – Sobrecargas na Rede Ibérica
(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

Verifica-se assim que não existe qualquer sobrecarga em linhas de interligação. Em particular, o trânsito nestas linhas é o que se apresenta.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-248.8	26.4
Pocinho – *Aldea*	-260.2	40.4
Bemposta – *Aldea*	2.7	-10.2
Pego – *Cedillo*	-840.7	102.1
Alqueva – *Balboa*	-579.8	37.5
Total	**-1926.7**	**196.2**

Tabela 4.2.2.3.1.2 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

[17] Como se compreende, provocar situações de sobrecarga em linhas de interligação em horas de vazio não é tarefa simples devido, por um lado, ao menor consumo e, por outro, à ausência de grupos térmicos da rede (o preço de oferta destes grupos constitui, recorde-se, a variável de controlo utilizada).

Atendendo a que o resultado das ofertas de venda já contempla um preço dos grupos térmicos portugueses que conduz à sua total exclusão para esta hora, a única forma de provocar uma sobrecarga numa das linhas de interligação é admitir, para uma delas, um limite inferior ao real. Assim, para o estudo deste cenário assume-se que o limite da linha de interligação entre Pego e *Cedillo* é de 800 MVA. Admitindo esta hipótese, verifica-se então que o resultado do mercado conduz a uma sobrecarga de 47 MVA nesta linha.

Os geradores portugueses na rede são todos hídricos e encontram-se a produzir a preço nulo, enquanto os geradores mais caros em Espanha são *Cedillo* e *Oriol* produzindo a, respectivamente, 4.2 e 4.274 cent €/kWh. Assim, na ausência de sobrecargas na rede, ter-se-ia um preço de sistema igual a 4.274 cent €/kWh.

No Anexo D apresenta-se, na Tabela D.2.1, o resumo correspondente aos cenários de operação de mercado, de redespacho e de separação de mercado, central a central.

De seguida apresenta-se o resultado da aplicação das duas metodologias, tendo em vista a eliminação desta sobrecarga.

4.2.2.3.2 – Separação de Mercado

Para a solução final, alcançada quando se verifica a ausência de sobrecargas nas linhas de interligação, os trânsitos nessas linhas são:

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-243.4	4.9
Pocinho – *Aldea*	-253.8	17.9
Bemposta – *Aldea*	6.4	-64.0
Pego – *Cedillo*	-797.0	34.9
Alqueva – *Balboa*	-562.2	-115.0
Total	**-1849.9**	**-121.2**

Tabela 4.2.2.3.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Separação de Mercado)

Verifica-se assim que, por forma a eliminar a sobrecarga, foi necessário alterar o trânsito total nas linhas que unem as duas áreas de controlo em cerca de 80 MW. Na tabela seguinte apresentam-se os dados referentes aos geradores forçados a alterar a sua produção.

Central	**Curva de Custos [MW**	**$\times 10^4$ €]**	**$P_{inicial}$ [MW]**	**$C_{inicial}$ [$\times 10^4$ €]**	**P_{separ} [MW]**	**C_{separ} [$\times 10^4$ €]**
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	21.23	0.14
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	13.03	0.08
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	15.26	0.10
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	13.03	0.08
JM. Oriol	0.000 360.000 589.000 609.000 934.000	0.000 0.000 0.979 1.107 3.839	502.71	0.61	413.25	0.23

Tabela 4.2.2.3.2.2 – Afectação de unidades
(Trânsito de Energia Optimizado - Separação de Mercado)

Verifica-se que a eliminação de sobrecarga se concretiza por via de um aumento da produção na central portuguesa de Sines (custo marginal de 6.437 cent €/kWh) e de uma diminuição na central espanhola de Oriol, recorde-se, a central mais cara na rede (4.274 cent €/kWh).

A tabela seguinte apresenta o balanço de custos associado aos produtores afectados pela aplicação da metodologia de separação de mercado.

Gerador	**$C_{inicial}$ [€]**	**C_{final} [€]**	**Ganho [€]**	**Perda [€]**
Sines	0	1366		1366
Sines	0	839		839
Sines	0	982		982
Sines	0	839		839
JM. Oriol	6101	2286	3815	
Total			**3815**	**4026**

Tabela 4.2.2.3.2.3 – Cálculo dos custos associados
(Separação de Mercado)

Da análise da tabela anterior e das potências transitadas nas linhas de interligação é simples compreender a tabela seguinte em que surgem,

respectivamente, o número de geradores afectados, o custo real do método e a variação absoluta no programa de interligação.

N.º Geradores	Custo [€]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
5	**211**	**77**

Tabela 4.2.2.3.2.4 – Resumo da aplicação da metodologia (Separação de Mercado)

4.2.2.3.3 – Redespacho Conjunto

A tabela seguinte apresenta os trânsitos nas linhas de interligação, depois de aplicada a metodologia de redespacho.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-254.3	16.2
Pocinho – *Aldea*	-266.2	29.8
Bemposta – *Aldea*	-1.7	-39.6
Pego – *Cedillo*	-797.9	-56.9
Alqueva – *Balboa*	-601.6	-102.7
Total	**-1921.7**	**-153.2**

Tabela 4.2.2.3.3.1 – Trânsito nas linhas de interligação (Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Salienta-se que, neste caso, a eliminação da sobrecarga na linha de interligação é conseguida por via de uma ligeira diminuição da potência no sentido de Espanha para Portugal: 5 MW.

A tabela seguinte resume a situação, em termos das unidades geradoras afectadas e dos respectivos custos.

Central	Curva de Custos [MW	×10⁴ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [×10⁴ €]	P_{redesp} [MW]	C_{redesp} [×10⁴ €]
Cabril	0.000	0.000	107.98	0.00	103.58	0.00
	108.000	0.000				
Cedillo	0.000	0.000	285.60	0.91	238.58	0.78
	70.000	0.000				
	286.000	0.907				
	474.000	1.777				
JM. Oriol	0.000	0.000	502.71	0.61	526.88	0.71
	360.000	0.000				
	589.000	0.979				
	609.000	1.107				
	934.000	3.839				
Meirama	0.000	0.000	265.91	0.00	291.00	0.11
	265.000	0.000				
	358.000	0.391				
	418.000	0.655				
	531.000	1.220				
	562.200	1.688				

Tabela 4.2.2.3.3.2 – Afectação de unidades

(Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Assim, a eliminação da sobrecarga ocorre à custa de uma redistribuição da injecção de potências, baseada em exclusivo em centrais espanholas[18]. Em termos de custos a situação é a que se segue:

Gerador	$C_{inicial}$ [€]	C_{final} [€]	Ganho [€]	Perda [€]
Cabril	0	0		
Cedillo	9070	7079	1991	
JM. Oriol	6101	7134		1033
Meirama	0	1093		1093
Total			**1991**	**2126**

Tabela 4.2.2.3.3.3 – Cálculo dos custos associados
(Redespacho Conjunto)

[18] Não contabilizando a Central do Cabril, cuja produção varia por forma a eliminar uma sobrecarga interna, sendo consequência do carácter global do método (por contraponto ao carácter local da metodologia de separação de mercado).

A tabela resume o que se discutiu a propósito desta metodologia, em termos dos geradores afectados, do custo e do impacto sobre o programa de interligação.

N.º Geradores	Custo [€]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
4	135	5

Tabela 4.2.2.3.3.4 – Resumo da aplicação da metodologia (Redespacho Conjunto)

4.2.2.3.4 – Resumo

Nesta secção apresenta-se uma tabela que resulta da sobreposição das tabelas que resumem a situação referente à aplicação das metodologias de separação de mercado e de redespacho conjunto, acrescidas de uma coluna que apresenta o custo de aplicação face ao consumo registado.

Metodologia	N.º Geradores	Custo [€]	Custo [cent €/ kWh]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
Separação	**5**	**211**	**0.0147**	**77**
Redespacho	**4**	**135**	**0.0094**	**5**

Tabela 4.2.2.3.4.1 – Resumo da aplicação das metodologias (Separação de Mercado e Redespacho Conjunto)

Analisando a tabela anterior verifica-se que, para este cenário, a metodologia de redespacho conjunto afectou menos um gerador que a metodologia de separação de mercado e alterou 6% da potência de interligação alterada pela mesma metodologia.

Em termos de custo, a metodologia de redespacho comporta um aumento do preço global do sistema de 135 €, que representam pouco mais de 60% do aumento associado à utilização da técnica de separação de mercado.

4.2.3 – Cenário "10 de Julho de 2003, 9h:30, Ponta de Verão"

4.2.3.1 – Cenário

A ponta de Verão portuguesa do ano 2003 ocorreu no dia 31 de Julho, às 15h:30 e assumiu o valor de 6 395 MW. Todavia, não se dispondo da rede ibérica para este dia, uma vez que a REE não a gerou, o cenário de ponta de Verão adoptado correspondeu ao dia 10 de Julho, com um consumo máximo, em Portugal, de 6 009 MW, cerca das 15h:00.

À hora a que o ficheiro utilizado se reporta, 9h:30, o consumo ibérico seria próximo de 23 000 MW[19]. Segundo os dados do OMEL, o mercado para esta hora fechou com um preço de 5.00 cent €/kWh e um consumo de 28 800 MW. A diferença para o valor previsto, 23 000 MW, advém em parte da não consideração das centrais em bombagem como consumo[20].

4.2.3.2 – Trânsito de Energia

Calculando um trânsito de energia para a rede ibérica a convergência é alcançada ao fim de 8 iterações e o trânsito nas interligações é o que se apresenta na tabela seguinte.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-50.1	12.6
Pocinho – *Aldea*	-61.9	13.4
Bemposta – *Aldea*	37.2	190.7
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-489.3	93.3
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-489.3	93.3
Pego – *Cedillo*	123.1	-5.4
Alqueva – *Balboa*	553.2	-22.3
Total	**-376.9**	**375.5**

Tabela 4.2.3.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação (Trânsito de Energia)

[19] Consumo português de 5 300 MW e consumo espanhol de cerca de 18 000 MW.
[20] Assume-se que se trata de geração negativa.

Para esta situação inicial ocorrem duas sobrecargas, ligeiras, em linhas que não fazem parte do sistema de interligação: a Linha Riba d'Ave – Vila Nova[21], a 150 kV e a Linha Meirama – Meson V.[22], a 220 kV.

4.2.3.3 – Trânsito de Energia Optimizado

4.2.3.3.1 – Operação de Mercado

Considere-se agora a situação de trânsito de energia optimizado. Para este caso e para Δx e K iguais aos do cenário anterior, não se verifica qualquer sobrecarga na rede ibérica. Assim, altera-se o perfil das ofertas por forma a provocar maiores desequilíbrios. Desta forma e porque o cenário inicial é de exportação no sentido de Espanha para Portugal, altera-se o valor dos dois parâmetros de modo a aumentar o preço oferecido pelas centrais térmicas portuguesas, até que alguma(s) das linhas de interligação entre(m) em sobrecarga.

Assim, quando se calcula um trânsito de energia optimizado[23] com o objectivo único de minimização do custo do combustível, o método converge ao fim de 24 iterações, com o nó de balanço[24] a produzir 60 MW e com as perdas de potência activa a valerem 510 MW[25]. E, para este perfil de geração, registam-se as seguintes sobrecargas:

Linha	S [MVA]	$S_{nominal}$ [MVA]	Violação [MVA]
Zêzere – Bouçã (150 kV)	125.3	103.6	21.7
Cabril – Bouçã (150 kV)	106.1	103.6	2.5
Alto Lindoso – *Cartelle 1* (400 kV)	1055.2	1039.9	15.3
Alto Lindoso – *Cartelle 2* (400 kV)	1055.2	1039.9	15.3
Pereda – Sotoribera (220 kV)	218.7	199.6	19.1
Olmedilla – Olmedilla (400 kV / 220 kV)	157.4	100.0	57.4

Tabela 4.2.3.3.1.1 – Sobrecargas na rede ibérica

(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

[21] Sobrecarga de 1.9%.
[22] Sobrecarga de 10.4%.
[23] Sobre a rede para a qual já se verificam sobrecargas nas linhas de interligação.
[24] *Aldea* 400 kV.
[25] Cerca de 2.2% do consumo.

As duas primeiras sobrecargas, de linhas no sistema Zêzere, compreendem-se se se atender ao que se escreveu no cenário de Ponta de Inverno a propósito da Linha Cabril – Bouçã: esta linha não está dimensionada para a potência máxima dos dois grupos da central do Cabril. Como também a Central da Bouçã tem um grupo na rede, a produção destas duas centrais é escoada por uma Linha Bouçã – Zêzere, com potência nominal de 103.6 MVA que entra em sobrecarga.

A sobrecargas das Linhas Alto Lindoso – *Cartelle* 1 e 2, linhas de interligação, resultam do cenário de franca importação.

A sobrecarga na linha espanhola *Pereda – Sotoribera* resulta do facto de as centrais ligadas aos barramentos de *Carrio*, *Pereda* e *Sotoribera* estarem a injectar muita potência na rede[26].

Quanto à sobrecarga do transformador instalado em *Olmedilla*, resulta de um consumo muito elevado de potência reactiva[27] na subestação de *Olmedilla*, barramento de 220 kV.

A tabela seguinte apresenta o trânsito nas linhas entre Portugal e Espanha.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-227.4	26.7
Pocinho – *Aldea*	-258.8	32.7
Bemposta – *Aldea*	-106.3	4.5
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-1050.2	65.9
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-1050.2	65.9
Pego – *Cedillo*	-703.6	86.7
Alqueva – *Balboa*	-325.5	-144.1
Total	**-3722.0**	**138.1**

Tabela 4.2.3.3.1.2 – Trânsito nas linhas de interligação

(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

Como se compreende, trata-se de um cenário de importação inviável no actual estado da rede ibérica e ainda assim pouco provável depois de duplicada a ligação Alto Lindoso – *Cartelle* e de concretizada a ligação entre Alqueva e *Balboa*. Mas como se vê, não impossível. Portanto, perante este cenário de franca importação, não

[26] Cerca de 1 600 MW.
[27] Cerca de 120 MVAr.

surpreende que as linhas do Alto Lindoso entrem em sobrecarga e que outras linhas de interligação, nomeadamente as que partem da subestação do Pocinho, apresentem trânsitos superiores a 70% da sua capacidade nominal.

Para esta situação, os geradores portugueses mais caros na rede são os (únicos) grupos térmicos na rede, da Central de Sines, oferecendo a sua produção a 10.7 cent €/kWh. Os geradores espanhóis mais caros são algumas das centrais hídricas que ofereceram a sua potência máxima a 10 cent €/kWh, como *Aldea*, *Ricobayo* ou *Ribarroj*, por exemplo. E, portanto, caso este cenário correspondesse a uma solução de rede na ausência de sobrecargas, o preço marginal do sistema seria 10.7 cent €/kWh, imposto pela Central de Sines.

Apliquem-se as duas metodologias de eliminação das sobrecargas registadas. A tabela que apresenta o resumo, para todas as centrais, dos pares Potência Activa Produzida [MW] – Custo de Produção [$\times 10^4$ €], para as situações inicial, de separação de mercado e de redespacho conjunto surge no Anexo D.

4.2.3.3.2 – Separação de Mercado

Os trânsitos nas linhas de interligação são os que se apresentam na tabela seguinte.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-214.8	25.5
Pocinho – *Aldea*	-242.3	31.2
Bemposta – *Aldea*	-93.2	3.6
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-1036.3	58.3
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-1036.3	58.3
Pego – *Cedillo*	-678.3	76.3
Alqueva – *Balboa*	-260.7	-153.5
Total	**-3561.8**	**99.8**

Tabela 4.2.3.3.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Separação de Mercado)

Verifica-se assim que foi suficiente aumentar a produção em Portugal em cerca de 161 MW para que as sobrecargas nas linhas Alto Lindoso – *Cartelle* 1 e 2 desaparecessem.

A tabela contém informação referente aos geradores portugueses e espanhóis cuja geração terá sido afectada pela aplicação da metodologia.

Central	**Curva de Custos [MW**	**×10⁴ €]**	**$P_{inicial}$ [MW]**	**$C_{inicial}$ [×10⁴ €]**	**P_{separ} [MW]**	**C_{separ} [×10⁴ €]**
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	43.01	0.46	45.42	0.49
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	99.59	1.07	148.97	1.59
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	112.46	1.20	164.28	1.76
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	99.59	1.07	148.97	1.59
Aldead	0.000 11.900 120.000	0.000 0.000 1.081	117.46	1.06	12.07	0.00
Ricoba	0.000 79.400 99.000	0.000 0.000 0.196	94.85	0.15	79.57	0.00
Villarin	0.000 94.900 135.000	0.000 0.000 0.401	132.00	0.37	95.07	0.00

Tabela 4.2.3.3.2.2 – Afectação de unidades
(Trânsito de Energia Optimizado – Separação de mercado)

Analisando a tabela anterior conclui-se que a eliminação da sobrecarga sucede à custa do aumento de produção da central disponível mais barata em Portugal[28] – a Central Térmica de Sines – e da diminuição de produção nas centrais mais caras em Espanha, as hídricas. Destas, as que variam produção de modo mais significativo são *Aldea*, *Ricobayo* e *Villarino*. É de realçar que a subida de produção em Portugal se faz à custa da única central portuguesa cujos grupos não se encontram no máximo, exceptuando a restante térmica que apresenta preços marginais superiores. Apenas por este motivo o aumento de produção não ocorre com recurso às centrais hídricas, cujo preço marginal, 10 cent €/kWh, é inferior ao da Central de Sines, 10.7 cent €/kWh.

Deste modo, os preços marginais das duas áreas de controlo seriam 10.7 e 10 cent €/kWh, para Portugal e Espanha, respectivamente.

[28] Simultaneamente também a mais cara na rede.

A tabela apresenta as variações de custo associadas à afectação dos geradores.

Gerador	$C_{inicial}$ [€]	C_{final} [€]	Ganho [€]	Perda [€]
Sines	4 601	4 859		258
Sines	10 654	15 937		5 283
Sines	12 031	17 575		5 544
Sines	10 654	15 937		5 283
Aldead	10 556	0	10 556	
Ricoba	1 545	0	1 545	
Villarin	3 710	0	3 710	
Total			**15 811**	**16 368**

Tabela 4.2.3.3.2.3 – Cálculo dos custos associados
(Separação de Mercado)

A tabela seguinte resume a anterior em termos do balanço de custos e apresenta também o número de geradores que variaram a sua produção em resultado da aplicação da metodologia e a variação absoluta no programa de interligação, em MW.

N.º Geradores	Custo [€]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
7	**557**	**160**

Tabela 4.2.3.3.2.4 – Resumo da aplicação da metodologia
(Separação de Mercado)

4.2.3.3.3 – Redespacho Conjunto

A tabela apresenta o trânsito nas linhas de interligação, após o recurso à metodologia de redespacho conjunto.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-218.5	28.9
Pocinho – *Aldea*	-248.4	34.5
Bemposta – *Aldea*	-98.7	21.5
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-1035.9	30.8
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-1035.9	30.8
Pego – *Cedillo*	-690.7	70.5
Alqueva – *Balboa*	-273.0	-152.8
Total	**-3601.1**	**64.1**

Tabela 4.2.3.3.3.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Por inspecção da tabela anterior conclui-se que, por aplicação do redespacho conjunto, mais uma vez diminui a alteração a efectuar sobre o programa de interligação. Nesta nova situação, o programa varia cerca de 121 MW[29].

Apresentam-se os geradores cuja produção se alterou em resultado da aplicação desta medida de redespacho.

Central	Curva de Custos [MW	×10⁴ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [$\times10^4$ €]	P_{separ} [MW]	C_{separ} [$\times10^4$ €]
Cabril	0.000	0.000	105.83	0.36	82.96	0.13
	69.800	0.000				
	108.000	0.382				
Sines	0.000	0.000	43.01	0.46	41.67	0.45
	298.000	3.188				
Sines	0.000	0.000	99.59	1.07	139.86	1.50
	298.000	3.188				
Sines	0.000	0.000	112.46	1.20	171.05	1.83
	298.000	3.188				
Sines	0.000	0.000	99.59	1.07	139.86	1.50
	298.000	3.188				
Soto de Ribera	0.000	0.000	384.99	0.02	368.42	0.00
	375.000	0.000				
	385.000	0.024				
	390.000	0.114				
Aldead	0.000	0.000	117.46	1.06	62.58	0.51
	11.900	0.000				
	120.000	1.081				
Ricoba	0.000	0.000	94.85	0.15	80.65	0.01
	79.400	0.000				
	99.000	0.196				
Villarin	0.000	0.000	132.00	0.37	100.65	0.06
	94.900	0.000				
	135.000	0.401				

Tabela 4.2.3.3.3.2 – Afectação de unidades

(Trânsito de Energia Optimizado - Redespacho Conjunto)

Constata-se que a eliminação das sobrecargas sucedeu à custa de aumento de produção térmica em Portugal, por via dos grupos da Central de Sines e de uma diminuição de produção de origem hídrica em Espanha, em particular em grupos do Rio Douro.

[29] Face aos 160 MW da metodologia anterior.

A tabela seguinte resume a situação em termos de custos associados.

Gerador	$C_{inicial}$ [€]	C_{final} [€]	Ganho [€]	Perda [€]
Cabril	3 603	1 316	2 287	
Sines	4 601	4 458	143	
Sines	10 654	13 739		3 084
Sines	12 031	18 299		6 268
Sines	10 654	13 739		3 084
Soto de Ribera	240	0	240	
Aldea	10 556	5068	5 488	
Ricoba	1 545	125	1 420	
Villarin	3 710	575	3 135	
Total			**12 713**	**14 884**

Tabela 4.2.3.3.3.3 – Cálculo dos custos associados

(Trânsito de Energia Optimizado - Redespacho Conjunto)

A tabela seguinte apresenta os indicadores referentes ao número de geradores afectados, ao custo associado e à variação do programa de interligação.

N.º Geradores	Custo [€]	|Δ Prog Interlig| [MW]
9	**2 171**	**121**

Tabela 4.2.3.3.3.4 – Resumo da aplicação da metodologia

(Redespacho Conjunto)

4.2.3.3.4 – Resumo

Nesta secção apresenta-se informação resultante da sobreposição das tabelas que resumem a situação referente à aplicação das metodologias de separação de mercado e de redespacho conjunto para o cenário de ponta de Verão.

Metodologia	N.º Geradores	Custo [€]	Custo [cent €/kWh]	|Δ Prog. Interlig.| [MW]
Separação	**7**	**557**	**0.0024**	**160**
Redespacho	**9**	**2 171**	**0.0094**	**121**

Tabela 4.2.3.3.4.1 – Resumo da aplicação das metodologias
(Separação de Mercado e Redespacho Conjunto)

Analisando a tabela anterior verifica-se que a metodologia de redespacho conjunto afectou mais 2 geradores que a separação de mercado, alterando 75% da potência de interligação alterada pela mesma metodologia.

Em termos de custo, a metodologia de redespacho comporta um aumento do preço global do sistema de 2 171 €, que representa quase 4 vezes mais que o aumento associado à utilização da técnica de separação de mercado.

Para se compreender esta inversão de custos e de afectação de geradores face ao que vinha a verificar-se nos cenários já analisados é necessário relembrar que a metodologia de redespacho, ao contrário da metodologia de separação de mercado, visa eliminar todas as sobrecargas da rede, inclusivamente as internas às áreas de controlo. Uma vez que este cenário apresentava, para além das sobrecargas nas linhas de interligação Alto Lindoso – *Cartelle* 1 e 2, trânsitos acima do valor nominal nas linhas Zêzere – Bouçã, Cabril – Bouçã, *Pereda – Sotoribera* e no transformador de *Olmedilla*, os geradores afectados visam eliminar estas sobrecargas. Assim, a redução de produção na Central Hídrica do Cabril baixa o trânsito nas Linhas Zêzere – Bouçã e Cabril – Bouçã para o valor nominal, produzindo efeito semelhante a redução da produção na Central Térmica de *Sotoribera*.

No mais, os geradores afectados são precisamente os mesmos. O que permite concluir que, para este cenário os custos de eliminação das sobrecargas nas linhas de interligação são iguais para ambas as metodologias, assim como os geradores afectados e trânsito na interligação. A diferença registada deve-se ao carácter global da técnica de redespacho conjunto, face ao carácter fronteiriço da metodologia de separação de mercado.

4.2.4 – Cenário "20 de Agosto de 2003, 2h:30, Vazio de Verão"

4.2.4.1 – Cenário

Ao dia 20 de Agosto de 2003, 4.ª feira, corresponderam um vazio e uma ponta de consumo, em Portugal, de 3 221 MW e 4 996 MW, respectivamente. Conjugando estes dois valores e impondo como condição necessária que o cenário a estudar corresponda a um dia útil de semana (por uma questão de uniformização na selecção dos cenários), este dia foi escolhido para representar o vazio de Verão, em 2003.

Desta forma, às 2h:30[30], verificou-se um consumo ibérico de, aproximadamente, 15 000 MW, dos quais 3 400 MW representavam o consumo português.

Segundo o Operador de Mercado Espanhol, o mercado fechou com preço marginal de 1.854 cent €/kWh e com um consumo total que, adicionado ao consumo representado pela bombagem[31], perfazia cerca de 20 000 MW.

[30] Ficheiro disponível mais próximo da hora de vazio.
[31] Recorde-se que se trata de uma hora de vazio.

4.2.4.2 – Trânsito de Energia

Calculando um trânsito de energia simples, o método de *Newton-Raphson* converge em 7 iterações, com o gerador de balanço[32] a consumir 11 MW. O trânsito nas linhas de interligação surge na tabela.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-124.8	-22.9
Pocinho – *Aldea*	-143.4	-26.4
Bemposta – *Aldea*	-100.4	-6.4
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-363.5	-125.1
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-363.5	-125.1
Pego – *Cedillo*	10.8	-81.9
Alqueva – *Balboa*	278.6	-29.1
Total	**-806.2**	**-417.0**

Tabela 4.2.4.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação (Trânsito de Energia)

Para esta situação regista-se uma muito ligeira sobrecarga, de 0.1%, num dos troços da linha "em T", a 220 kV, que liga as subestações de Estarreja e Canelas à Central da TurboGás.

4.2.4.3 – Trânsito de Energia Optimizado

4.2.4.3.1 – Operação de Mercado

Analisa-se a situação correspondente a um trânsito de energia optimizado, em que as ofertas das centrais térmicas portuguesas vêem o seu preço aumentado, por forma a surgirem sobrecargas nas linhas de interligação[33].

Assim, especificando como função objectivo a minimização do custo de combustível, o método converge ao fim de 21 iterações, com *Aldea* a consumir 49 MW e a registarem-se 348 MW de perdas de potência activa.

[32] A central hídrica de *Aldea*.
[33] O cenário é de importação.

E, para esta situação, verificam-se as seguintes sobrecargas em elementos da rede ibérica:

Linha	**S [MVA]**	**$S_{nominal}$ [MVA]**	**Violação [MVA]**
Pocinho – *Aldea* (220 kV)	276.112	269.700	6.412
Asco – *Asco* (400 kV / 220 kV)	168.136	150.000	18.136

Tabela 4.2.4.3.1.1 – Sobrecargas na rede ibérica
(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

A origem da sobrecarga no transformador espanhol reside no facto das centrais hídricas próximas da subestação de *Asco*, ligadas a esta instalação por linhas de 220 kV, não estarem a entregar potência à rede. Desta forma, o consumo da subestação[34] é satisfeito por via do transformador de potência, que transfere para os 220 kV parte da produção da central nuclear de *Asco*.

Já a sobrecarga na linha de interligação fica a dever-se ao perfil de geração existente. Apresentam-se os trânsitos nas linhas de interligação.

Linha	**P [MW]**	**Q [MVAr]**
Pocinho – *Saucelle*	-242.6	38.2
Pocinho – *Aldea*	-272.8	34.5
Bemposta – *Aldea*	-206.1	29.1
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-639.3	-87.9
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-639.3	-87.9
Pego – *Cedillo*	-231.2	-70.4
Alqueva – *Balboa*	82.0	-56.1
Total	**-2149.3**	**-200.5**

Tabela 4.2.4.3.1.2 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Operador de Mercado)

Para esta situação inicial, os geradores portugueses mais caros a produzir são os dois grupos da central a carvão do Pego, a um preço marginal de 7.8 cent €/kWh. O gerador mais caro em Espanha é a central de *Velilla*, produzindo a 6.5 cent €/kWh.

[34] Cerca de 162 MVA.

Deste modo, ter-se-ia um preço marginal de 7.8 cent €/kWh, imposto pela Central do Pego.

A aplicação das metodologias conduz à tabela que se apresenta no Anexo D, para este cenário.

4.2.4.3.2 – Separação de Mercado

A eliminação da sobrecarga na linha de interligação entre o Pocinho e *Aldea*, ocorre para uma situação a que corresponde a seguinte distribuição de trânsitos nas linhas entre Portugal e Espanha.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-237.4	37.6
Pocinho – *Aldea*	-267.5	33.8
Bemposta – *Aldea*	-202.0	29.2
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-618.2	-82.6
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-618.2	-82.6
Pego – *Cedillo*	-169.4	-68.7
Alqueva – *Balboa*	103.8	-54.3
Total	**-2009.0**	**-187.7**

Tabela 4.2.4.3.2.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Separação de Mercado)

Verifica-se assim que por forma a resolver a situação de congestionamento, a metodologia de separação de mercado força uma diminuição do programa de importação de -2 149 para -2 009 MW.

A tabela que se apresenta traduz a afectação de unidades realizada.

Central	Curva de Custos [MW	×10⁴ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [×10⁴ €]	P_{separ} [MW]	C_{separ} [×10⁴ €]
Castelo Bode	0.000	0.000	25.04	0.00	34.52	0.10
	25.000	0.000				
	53.000	0.280				
Pego	0.000	0.000	228.11	1.77	291.94	2.27
	292.000	2.271				
Pego	0.000	0.000	228.11	1.77	291.94	2.27
	292.000	2.271				
Lada	0.000	0.000	495.00	0.85	443.19	0.50
	235.000	0.000				
	301.000	0.082				
	368.000	0.187				
	396.000	0.241				
	443.700	0.504				
	495.300	0.851				
Velilla	0.000	0.000	342.26	0.35	333.07	0.29
	160.000	0.000				
	255.000	0.145				
	333.000	0.290				
	342.400	0.349				
Litoral de Almeria	0.000	0.000	1118.59	1.12	1075.11	0.80
	342.000	0.000				
	420.000	0.000				
	755.100	0.386				
	953.600	0.617				
	984.000	0.663				
	1014.400	0.709				
	1044.800	0.757				
	1075.200	0.804				
	1119.000	1.120				
Aboño	0.000	0.000	429.82	0.50	420.17	0.44
	180.000	0.000				
	230.000	0.076				
	280.000	0.162				
	330.000	0.258				
	370.000	0.335				
	420.000	0.441				
	430.000	0.501				
	450.000	0.862				
Meirama	0.000	0.000	534.93	0.56	513.75	0.44
	330.000	0.000				
	490.000	0.300				
	535.000	0.565				
	542.400	0.676				
Soto de Ribera	0.000	0.000	54.91	0.06	45.30	0.00
	45.000	0.000				
	55.000	0.060				
	60.000	0.150				

Tabela 4.2.4.3.2.2 – Afectação de unidades

(Trânsito de Energia Optimizado - Separação de Mercado)

Assim, a eliminação do congestionamento decorreu à custa de um aumento de carga da central hídrica de Castelo de Bode e do aumento, para situação de plena

carga, da potência produzida pelos dois grupos do Pego. Esta situação fixa o preço marginal de Portugal em 10 cent €/kWh, imposto pela Central de Castelo de Bode.

Em Espanha, a descida de carga, num total de cerca de 143 MW, sucede, como se verifica, por via de algumas centrais térmicas. Após aplicação da metodologia, o novo preço marginal em Espanha é de 5.7 cent €/kWh, fixado pela Central Térmica de *Meirama*.

Gerador	**$C_{inicial}$ [€]**	**C_{final} [€]**	**Ganho [€]**	**Perda [€]**
Castelo Bode	0	952		952
Pego	17 741	22 710		4 969
Pego	17 741	22 710		4 969
Lada	8 510	5 012	3 498	
Velilla	3 490	2 900	590	
Litoral de Almeria	11 200	8 040	3 160	
Aboño	5 010	4 410	600	
Meirama	5 650	4 399	1 251	
Soto de Ribera	600	0	600	
Total			**9 699**	**10 538**

Tabela 4.2.4.3.2.3 – Cálculo dos custos associados
(Separação de Mercado)

A tabela seguinte apresenta o custo final, o número de geradores afectados pela metodologia e a variação no programa de interligação.

N.º Geradores	**Custo [€]**	**|Δ Prog Interlig| [MW]**
9	**839**	**140**

Tabela 4.2.4.3.2.4 – Resumo da aplicação da metodologia
(Separação de Mercado)

Constata-se assim que por via desta técnica, o congestionamento é eliminado com recurso a 9 geradores que, em conjunto, conduzem a uma alteração de 140 MW no trânsito nas linhas de interligação, comportando um custo de 839 €.

4.2.4.3.3 – Redespacho Conjunto

Utilizando esta metodologia de resolução de congestionamentos obtêm-se os seguintes trânsitos nas linhas de interligação.

Linha	P [MW]	Q [MVAr]
Pocinho – *Saucelle*	-238.2	19.8
Pocinho – *Aldea*	-267.6	14.8
Bemposta – *Aldea*	-201.1	6.6
Alto Lindoso – *Cartelle 1*	-640.5	-98.0
Alto Lindoso – *Cartelle 2*	-640.5	-98.0
Pego – *Cedillo*	-228.6	-19.6
Alqueva – *Balboa*	84.2	-39.2
Total	**-2132.3**	**-213.6**

Tabela 4.2.4.3.3.1 – Trânsito nas linhas de interligação
(Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Assim, com uma variação de apenas 17 MW no programa de interligação, a metodologia de redespacho conjunto resolve a congestionamento. Em particular, fá-lo com recurso aos geradores seguintes.

Central	Curva de Custos [MW	$\times 10^4$ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [$\times 10^4$ €]	P_{separ} [MW]	C_{separ} [$\times 10^4$ €]
Pego	0.000	0.000	228.11	1.77	237.51	1.85
	292.000	2.271				
Pego	0.000	0.000	228.11	1.77	237.51	1.85
	292.000	2.271				
Litoral de	0.000	0.000	1118.59	1.12	1101.90	1.00
Almeria	342.000	0.000				
	420.000	0.000				
	755.100	0.386				
	953.600	0.617				
	984.000	0.663				
	1014.400	0.709				
	1044.800	0.757				
	1075.200	0.804				
	1119.000	1.120				

Tabela 4.2.4.3.3.2– Afectação de unidades
(Trânsito de Energia Optimizado – Redespacho Conjunto)

Constata-se que a eliminação da sobrecarga sucede por via de um aumento de produção na Central Térmica do Pego e da correspondente diminuição na Central Térmica de *Litoral de Almeria*.

A tabela seguinte resume a nova situação em termos de custos associados a este método.

Gerador	**$C_{inicial}$ [€]**	**C_{final} [€]**	**Ganho [€]**	**Perda [€]**
Pego	17 741	18 472		731
Pego	17 741	18 472		731
Litoral de Almeria	11 200	9 966	1 234	
Total			**1 234**	**1 462**

Tabela 4.2.4.3.3.3 – Cálculo dos custos associados
(Redespacho Conjunto)

A tabela seguinte apresenta os indicadores já conhecidos das secções anteriores.

N.º Geradores	**Custo [€]**	**|Δ Prog Interlig| [MW]**
3	**228**	**17**

Tabela 4.2.4.3.3.4 – Resumo da aplicação da metodologia
(Redespacho Conjunto)

4.2.4.3.4 – Resumo

Nesta secção apresenta-se o resultado da sobreposição das tabelas que resumem o impacto de ambas as metodologias, para este cenário de vazio de Verão.

Metodologia	**N.º Geradores**	**Custo [€]**	**Custo [cent €/kWh]**	**|Δ Prog Interlig| [MW]**
Separação	**9**	**839**	**0.0056**	**140**
Redespacho	**3**	**228**	**0.0015**	**17**

Tabela 4.2.4.3.4.1 – Resumo da aplicação das metodologias
(Separação de Mercado e Redespacho Conjunto)

Analisando a tabela anterior verifica-se que a metodologia de redespacho conjunto afectou 1/3 dos geradores afectados pela metodologia de separação de mercado e alterou 12% da potência de interligação alterada pela mesma metodologia.

Em termos de custo, a metodologia de redespacho comporta um aumento do preço global do sistema de 228 €, que representam pouco mais de 27% do aumento associado à utilização da técnica de separação de mercado.

4.3 – Resumo e Análise de Resultados

Neste capítulo compararam-se as metodologias de separação de mercado e de redespacho conjunto, segundo critérios quantitativos que pretendiam traduzir aspectos como simplicidade, rapidez e economia de implementação, envolvendo os agentes de produção e de operação do sistema. Os critérios utilizados surgiram enquanto complemento dos previamente definidos no Capítulo 2 e foram o número de geradores afectados pela metodologia, a variação imposta no programa de interligação e o custo real associado à sua utilização. A comparação das metodologias estabeleceu-se para os cenários representativos de ponta e vazio de Verão e Inverno do ano 2003.

A tabela seguinte resulta da sobreposição das várias tabelas que pretendem resumir a aplicação de ambas as metodologias a cada cenário.

		N.º Geradores	Custo [€]	Custo [cent €/kWh]	|Δ Prog Interlig| [MW]
Ponta de Inverno	Separação de Mercado	6	11 051	0.0345	555
	Redespacho Conjunto	2	1 809	0.0057	16
Vazio de Inverno	Separação de Mercado	5	211	0.0147	77
	Redespacho Conjunto	4	135	0.0094	5
Ponta de Verão	Separação de Mercado	7	557	0.0024	160
	Redespacho Conjunto	9	2 171	0.0094	121
Vazio de Verão	Separação de Mercado	9	839	0.0056	140
	Redespacho Conjunto	3	228	0.0015	17

Tabela 4.3.1 – Resumo de aplicação das metodologias

Analisando a tabela anterior verifica-se que, no conjunto dos 4 cenários estudados, a metodologia de redespacho conjunto afectou 18 geradores, com um custo global de 4 343 € e uma alteração no programa de interligação de 159 MW. Por seu lado, a metodologia de separação de mercado, afectou 27 geradores, com um custo global de 12 658 € e uma alteração no programa de interligação de 932 MW.

Assim, estabelecida a relação entre estes critérios e a simplicidade, a rapidez e a economia de implementação das metodologias, é possível concluir que, para os cenários estudados, a metodologia de redespacho conjunto é mais simples, mais rápida e mais económica que a metodologia de separação de mercado.

Conclusões

O sistema de energia eléctrica, interligado numa primeira fase por razões de segurança e mais tarde utilizando as interligações para o estabelecimento de contratos de longo prazo com fins comerciais, é agora palco de um mercado mais complexo.

A par de outros aspectos, terão que ser definidos critérios técnicos e mecanismos de regulação. E como em qualquer mercado as barreiras físicas devem ser minimizadas, por forma a evitar que condicionem a liquidez das trocas comerciais.

As principais barreiras físicas para as trocas de energia eléctrica devem-se sobretudo aos limites da capacidade de transmissão. O congestionamento do sistema de transporte ocorre quando não são respeitados critérios de segurança, dados os perfis de geração e consumo e a topologia da rede.

Operadores de sistema e *traders* detêm, em conjunto, conhecimento da realidade física das redes e da realidade financeira do negócio. E a resolução económica eficiente do problema do congestionamento não pode ser alcançada sem a combinação de ambas as realidades. As soluções simples, apesar de atractivas, podem não ser efectivas, em particular na presença de redes densamente malhadas[1].

O propósito da abertura do mercado é o aumento da eficiência global do sector eléctrico. Neste sector, o congestionamento das redes limita o grau de competição sempre que a capacidade de transmissão se revela escassa. A gestão de congestionamentos é um instrumento para lidar com essa escassez, quer por via de limitações, quer aumentando a capacidade para a realização de transacções, sabendo-se que a última hipótese tem um preço.

É fundamental que os operadores de sistema desenvolvam procedimentos de gestão de congestionamentos que sejam economicamente eficientes, para além de efectivos. O congestionamento é uma realidade física: diferentes perfis de geração e carga originam diferentes padrões de congestionamento e qualquer procedimento de gestão de congestionamentos deve reconhecer os impactos que geração e consumo em diferentes locais provocam em diferentes instantes de tempo.

[1] Diferentes grupos geradores de uma dada área de controlo não exercem a mesma influência sobre o trânsito de uma das linhas da interligação. Um procedimento que iguale a previsão de trânsito nas linhas de interligação à produção total pode não ser economicamente eficiente.

Por outro lado, é absolutamente essencial que o procedimento adoptado forneça os sinais económicos apropriados para os agentes do mercado, quer em termos de medidas operacionais de curto prazo, quer em termos de investimento a médio e a longo prazos. O nível de sofisticação do método adoptado deve corresponder ao perfil de risco e aos desejos dos agentes do mercado: por exemplo, seria contra producente implantar um sistema de leilão numa fronteira que regista apenas uma dúzia de congestionamentos por ano.

Com este trabalho procedeu-se a uma descrição dos principais métodos existentes com vista à resolução de congestionamentos em linhas de interligação, assente nas vantagens e desvantagens técnicas e económicas de cada um. Estudaram-se as metodologias de alteração topológica, de leilão, de redespacho e de separação de mercado e utilizaram-se os critérios definidos pelos Reguladores Europeus como termo de comparação.

Assim, as ***alterações topológicas*** representam um sobrecusto de valor apenas marginal para o sistema, constituindo a forma mais rápida de eliminar congestionamentos. As desvantagens associadas são, por um lado, o restrito leque de possibilidades de utilização e a não emissão de sinais para os agentes do mercado com vista a evitar que os congestionamentos (re)apareçam. É um método compatível com todos os outros e que deve constituir opção prioritária.

A ***metodologia de leilão explícito*** constitui-se como um mecanismo competitivo em que os agentes podem oferecer um valor pela utilização da interligação. Este método permite reduzir a incerteza quando se fecham as transacções de compra e venda de energia e facilita a realização de operações a prazo.

Um dos principais inconvenientes, no entanto, é a transmissão de uma imagem de um mercado dividido. Por outro lado, o método pode aumentar o risco para os agentes, caso o mercado evolua numa direcção distinta da prevista. Em particular, pode conduzir à não utilização de toda a capacidade de interligação disponível.

A ***metodologia de separação de mercado*** conduz à completa utilização da capacidade comercial da interligação, traduzindo o princípio de maximização de utilização dos recursos existentes.

À separação de mercado está associado o conceito de renda, decorrente da diferença de preço entre a quantia paga pelos consumidores na área mais cara e a quantia paga aos produtores na área mais barata. Esta renda pode ser utilizada quer

para a construção de novas interligações, quer para a redução tarifária, cabendo ao regulador um papel decisivo.

Uma das desvantagens associadas a este método é a elevação dos preços de mercado face ao preço marginal único inicial. Esta situação comporta ainda a agravante da diferenciação de preços num mercado que se pretende único, associando ao mercado uma imagem de alguma fragilidade. Por outro lado, a separação de mercado cria incerteza no preço e na capacidade nas contratações bilaterais e a prazo entre Portugal e Espanha.

Pelos motivos apontados, a metodologia de separação de mercado pode ser considerada a solução mais adequada para fazer face a congestionamentos estruturais, uma vez que emite sinais para os agentes. A diferenciação de preços resultante do estrangulamentos entre áreas sublinha a necessidade do reforço local da rede e permite aos futuros produtores e consumidores o traçado da sua estratégia face à referida diferenciação.

Pode todavia colocar-se a questão de saber se é preferível, em termos económicos, investir na infraestrutura com vista a evitar o aparecimento de congestionamentos ou se, pelo contrário, a frequência de ocorrência e o custo de eliminação de congestionamentos justificam que não se invista.

O ***redespacho conjunto*** também conduz à total utilização da capacidade comercial da interligação. Trata-se de um método totalmente compatível com a contratação bilateral e a prazo e que garante preços de mercado mais baixos, mantendo um preço de mercado único para Portugal e Espanha, passando uma imagem mais forte do sistema ibérico.

Ao redespacho conjunto está associado um sobrecusto, resultante da nova afectação de unidades. Esse sobrecusto pode ser imputado a todos os consumidores ou compradores de ambos os sistemas, pode ser distribuído apenas pelos consumidores ou compradores do sistema importador ou ainda de forma proporcional pelos agentes compradores do sistema importador (mercado + contratação bilateral).

A metodologia de redespacho conjunto constitui a solução mais adequada para a resolução de congestionamentos não estruturais, esporádicos. Ao contrário da separação de mercado, este método não emite sinais para os agentes, uma vez que os eventuais congestionamentos são mascarados pelo redespacho de geração.

Assim, de acordo com o estudo realizado, é possível apresentar algumas conclusões finais que remetem para a tomada de decisão em relação à metodologia a adoptar:

1. da lista de critérios definida no Capítulo 2, assente em aspectos como a justiça e não discriminação, a eficiência económica, a transparência, a exequibilidade ou a compatibilidade com diversos modelos de contratação, apenas quatro dos vários métodos propostos têm possibilidades de a cumprir totalmente: a alteração topológica, o leilão, a separação de mercado e o redespacho conjunto;
2. não se encontra nenhum motivo para a não adopção da metodologia de alteração topológica com vista à eliminação de congestionamentos transfronteiriços: a sua facilidade e rapidez de implementação, associada ao baixo custo decorrente do aumento das perdas na rede, tornam-na na primeira medida a utilizar. O seu reduzido âmbito de aplicação implica que, na maioria das situações, não seja suficiente recorrer a este método;
3. o leilão, não sendo uma metodologia de eliminação de congestionamentos, pode ser importante, se associado a um dos outros métodos, dado que diminui o valor da capacidade de interligação a atribuir no mercado diário;
4. compararam-se as metodologias de separação de mercado e de redespacho conjunto em termos de simplicidade de utilização e de optimização na afectação de recursos. Como conclusão do estudo dos quatro cenários de ponta e vazio de Verão e Inverno de 2003, ressalta o facto de, em todos, o método de redespacho conjunto ser, pelo menos, tão económico quanto a separação de mercado, afectar um número igual ou menor de geradores e implicar uma alteração no trânsito nas interligações também igual ou menor. Portanto, em termos dos critérios utilizados para comparar estes dois métodos, pode afirmar-se que o redespacho conjunto apresenta melhor comportamento que a metodologia de separação de mercado. Assim, de acordo com os critérios escolhidos, não se encontra motivo para a adopção isolada da metodologia de separação de mercado ainda que, pela renda que proporciona aos Operadores de Sistema, a opção possa ser tentadora.

Pode concluir-se que todas as metodologias estudadas apresentam vantagens e desvantagens, que podem ser melhor aproveitadas muito em função do modelo de

mercado a adoptar: por exemplo, caso se queira atribuir peso importante à contratação bilateral parece pouco provável que a metodologia de separação de mercado seja adoptada, por apresentar dificuldades decorrentes da separação entre áreas; por outro lado, se for previsível a existência de muitos congestionamentos estruturais, a metodologia de redespacho conjunto, embora seja a mais eficiente em termos económicos, não emite os desejados sinais para os agentes, com vista ao reforço de rede ou de geração. Já o método de leilão, assume-se como uma opção interessante no sentido em que, caso o mercado funcione da forma desejada, os congestionamentos podem ser prevenidos de antemão. Todavia, o risco de não utilização de toda a capacidade disponível e o princípio de pagamento da capacidade independentemente da concretização da sua utilização podem incutir nos agentes uma mais notória aversão ao risco.

Existem pelo menos dois modelos que merecem referência e que são aqui apresentados enquanto possíveis soluções para o problema discutido: o Modelo Misto e o Modelo Flexível. O Modelo Misto resulta da conjugação do método de separação de mercado com o leilão. Neste modelo a capacidade comercial da interligação é atribuída de duas formas:

- Uma mediante a realização de leilões para os agentes que desejem realizar contratos bilaterais a prazo conhecendo o preço da capacidade;
- Outra para atribuir pelo mecanismo de separação de mercado, para os agentes que vão ao mercado ou para os que desejem estabelecer contratos bilaterais preferindo assumir o risco do preço da capacidade.

Este método, dada a conjugação de dois modelos divisionistas, deve considerar-se mais adequado para congestionamentos estruturais. A garantia de utilização da capacidade total da interligação e a renda de congestionamento proporcionada, que poderá ser utilizada para a construção de novas interligações ou redução das tarifas, são outras das suas vantagens.

Todavia, o método conduz ao aparecimento de uma divisão zonal no mercado em ambos os lados da interligação, impondo preços de mercado mais altos e resolve apenas parcialmente as dificuldades na contratação bilateral e a prazo entre Portugal e Espanha.

Outro modelo resultante da combinação de metodologias é o designado Modelo Flexível, que corresponde à actual posição defendida pelos operadores de sistema de Portugal e de Espanha. Este modelo conjuga as metodologias de leilão, redespacho conjunto e separação de mercado. Os operadores de sistema colocam à disposição dos agentes uma Capacidade de Interligação Garantida[2] (CIG) que garantem recorrendo, sempre que necessário, ao redespacho conjunto. Uma parte desta capacidade pode ser atribuída através da realização de leilões[3] enquanto a outra parte, bem como a capacidade não atribuída no leilão, é disponibilizada para utilização no mercado diário, recorrendo-se ao método de separação de mercado sempre que surjam congestionamentos na interligação.

Como se compreende, este método pode degenerar em vários outros, de acordo com o valor de CIG e de acordo com o comportamento do mercado. Por exemplo, se para um valor de CIG de 600 MW igual à capacidade calculada, 400 MW são atribuídos por via de leilão e 200 MW por via de separação de mercado, o método coincide com o Modelo Misto. Se, por outro lado, nenhuma capacidade for negociada no leilão e, em resultado do mercado, surgirem congestionamentos, o método assume-se como pura separação de mercado.

Trata-se portanto de uma metodologia que não exclui nenhuma das metodologias estudadas, sendo esse o seu ponto mais forte. Por outro lado, todavia, transmite a ideia de que os operadores de sistema se demitem da função da escolha de um método, colocando nas mãos da regulação a escolha definitiva.

É também importante referir que o método a adoptar não é vitalício em relação ao mercado. Isto é, tal como a localização dos congestionamentos e a organização e desenvolvimento dos mercados, também a metodologia de gestão de congestionamentos pode mudar.

Em termos de trabalho futuro, na linha daquele que foi desenvolvido ao longo desta investigação, será importante o estudo de novas metodologias para eliminação de congestionamentos, a utilização de novos critérios de comparação e o enriquecimento do estudo com mais cenários de avaliação representativos de outras situações de rede. Será igualmente importante encontrar formas de aferição do comportamento do método adoptado para o MIBEL, uma vez concretizado o seu início.

---

[2] A CIG pode assumir o valor da capacidade calculada ou um valor superior.
[3] Anuais, trimestrais, mensais, semanais e diários.

Anexo A – ETSO

As noções teóricas relacionadas com as metodologias de gestão de congestionamentos apresentadas ao longo do texto, baseiam-se nos estudos tornados públicos pela associação *European Transmission System Operators*[1] (ETSO). A ETSO foi criada em 1999, a partir das seguintes organizações regionais:

- a TSOI (associação de operadores de sistema na Irlanda),
- a UKTSOA (associação de operadores de sistema no Reino Unido),
- a NORDEL (associação de operadores de sistema nórdicos) e
- a UCTE (associação de operadores de sistema da Europa Continental Ocidental e Central),

na sequência da constatação, por parte dos vários operadores do sistema, da necessidade de harmonizar as condições de acesso e utilização das redes de transporte, em particular, no contexto do Mercado Interno de Electricidade da União Europeia. Hoje em dia, as redes representadas pela ETSO abastecem mais de 400 milhões de pessoas com energia eléctrica, perfazendo um consumo anual próximo dos 3000 TWh!

Os objectivos da ETSO, num plano científico e não lucrativo, são, tal como consta no *site* da associação:

- Estudar e desenvolver princípios comuns com vista à harmonização e estabelecimento de regras realçando a operação da rede e mantendo a segurança do sistema de transmissão;
- Facilitar o Mercado Interno Europeu da Electricidade;
- Comunicar e cooperar com organizações e instituições com objectivos similares;
- Investigar e solucionar problemas científicos e de regulação de interesse comum aos operadores de sistema.

[1] http://www.etso-net.org/

No presente momento, a ETSO tem constituídos diversos grupos de trabalho, encarregues de estudar, entre outros, assuntos como:

- as tarifas transfronteiriças;
- o acesso às redes e a gestão de congestionamentos;
- o intercâmbio electrónico de dados;
- *benchmarking*;
- as fontes de energia renováveis;
- a segurança de abastecimento.

Anexo B – Interligação Espanha – França

ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

CRITERIOS PARA UNA GESTIÓN CONJUNTA POR LOS OPERADORES DE SISTEMA

DOCUMENTO BASADO EN EL ACUERDO RTE – REE PRESENTADO A LAS AUTORIDADES REGULADORAS DE FRANCIA Y ESPAÑA

FEBRERO 2002

1. OBJETO

El objeto de este documento es presentar los criterios acordados conjuntamente por RTE y REE, operadores de los dos sistemas interconectados (OS), para la asignación de la capacidad de intercambio de la interconexión eléctrica entre Francia y España.

La asignación de capacidad se realizará empleando dos mecanismos complementarios, uno de subastas explícitas en plazos desde el anual hasta el diario y otro, de corto plazo, ligado al mercado diario e intradiario.

Este documento se refiere fundamentalmente al mecanismo de subastas explícitas, quedando el mecanismo de asignación de corto plazo detallado en documento aparte.

2. OBJETIVOS

El objetivo es que el procedimiento de asignación sea:

1. No discriminatorio: Todos los agentes que deseen utilizar la capacidad disponible deben tener las mismas posibilidades de hacerlo.
2. Transparente: Todos los agentes podrán verificar que los resultados de la asignación de capacidad de intercambio son conformes a las reglas enunciadas en este documento.
3. Común a los dos OS, y coordinado por ellos: El procedimiento propuesto es el resultado de un acuerdo entre los dos OS y se pondrá en marcha de forma conjunta. El objetivo es evitar que un operador realice una asignación de capacidad de intercambio mientras que el otro efectúa una asignación diferente, puede que incompatible con la primera.
4. Competitivo: El procedimiento de asignación de capacidad de intercambio debe facilitar la libre competencia entre los agentes.
5. Eficiente: La capacidad debe ser asignada a los agentes que presentan las ofertas de mayor precio.
6. Tal que favorezca la máxima utilización de la capacidad de intercambio.
7. Tal que permita a todos los agentes interesados la realización de transacciones tanto a corto como a medio plazo.

3. ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO

3.1. Principios generales

La capacidad de intercambio disponible en la interconexión será asignada a los agentes interesados por medio de un sistema de subastas explícitas (es decir, las ofertas para la subasta se referirán únicamente a la asignación de capacidad de intercambio).

3.1.1 Coordinación entre los dos OS

Los OS de los dos sistemas francés y español asignarán la capacidad de intercambio conforme al procedimiento que se describe más adelante. Esta asignación se efectuará, por lo tanto, de forma conjunta por los dos operadores.

Nota: De hecho, en el resto del presente documento, se utilizará la denominación OS para designar indistintamente a REE o RTE.

3.1.2 Horizontes de las subastas

El análisis del mercado europeo y las demandas de los agentes muestran que un buen número de agentes desea realizar transacciones comerciales internacionales en horizontes que se sitúan más allá del mercado diario. Es importante para los agentes comprometidos en estas transacciones tener la certidumbre de que, llegado el momento, dispondrán de las capacidades de intercambio necesarias.

RTE y REE plantean por ello un sistema de subastas con horizontes de tiempo superiores al diario. El horizonte anual permite establecer un buen compromiso entre el deseo de los actores de asegurar las transacciones y el de disponer de una previsión adecuada de las condiciones del mercado. En consecuencia, se realizarán asignaciones de capacidad de intercambio con los horizontes siguientes:

- Subastas Anuales (del 1 enero al 31 de diciembre)
- Subastas Mensuales (meses naturales)
- Subastas Semanales (de sábado a las 0h a viernes a las 24h)
- Subastas Diarias (de 0h a 24h)

3.1.3 Capacidades de intercambio disponibles para su subasta

En el conjunto de las subastas explícitas, se subastará en cada sentido de flujo en la interconexión la totalidad de la capacidad disponible, es decir, la capacidad total de

intercambio prevista, deducción hecha de la capacidad correspondiente a los contratos de largo plazo en vigor.

3.1.4 Reparto de la capacidad de intercambio a subastar en cada plazo

En cada uno de los plazos establecidos se subastará un cierto porcentaje de la capacidad de intercambio disponible. Estos diferentes porcentajes podrán revisarse, tras un cierto tiempo de funcionamiento (por ejemplo un año), para adaptarse a los deseos de los agentes.

Los agentes que hubieran adquirido capacidad en una determinada subasta podrán, si lo desean, revender sus derechos a través de los OS en una sesión posterior. Esta posibilidad está dirigida a conseguir la máxima utilización de la capacidad disponible. Constituirá la única forma posible de que los agentes queden liberados de las obligaciones resultantes de la adquisición de capacidad de intercambio. En todos los restantes casos, el agente será responsable frente a los OS de las obligaciones de pago correspondientes a la ejecución de las transacciones correspondientes a dicho derecho y a la comunicación de la información necesaria para su ejecución.

Con el fin de hacer el mejor uso posible de la capacidad de intercambio disponible, se implantará, además de las subastas explícitas, un mecanismo complementario de asignación de capacidad en el corto plazo (MACCP) inscrito en los mercado diario e intradiario, que permita utilizar las capacidades que, eventualmente, pudieran quedar disponibles como consecuencia de:

i. La no casación completa de las ofertas de agentes que hubieren adquirido capacidad en las subastas explícitas
ii. La no casación completa de las ofertas correspondientes a los contratos de largo plazo
iii. La superposición de flujos de sentido contrario en la interconexión.

El mecanismo de asignación de capacidad en el corto plazo se describe en documento aparte.

La capacidad de intercambio disponible será estimada por los dos OS antes de cada subasta sobre la base de los datos más probables que serán intercambiados previamente.

3.1.5 Determinación del precio a pagar

En cada sesión de subasta, la asignación de capacidad será efectuada, en cada sentido de flujo, empezando por asignar la capacidad al agente que haya presentado la oferta más elevada y así sucesivamente hasta haber asignado toda la capacidad disponible en dicho sentido de flujo o, en su caso, hasta que el precio de las ofertas de compra sea inferior al de las ofertas de venta de capacidad.

En cada sesión de subasta, los agentes pagarán la capacidad asignada al precio de equilibrio resultante en dicha sesión. Este pago será adicional a las tarifas de acceso a las interconexiones internacionales que sean aplicables en cada uno de los dos países.

Para el conjunto del proceso de subastas se aplicará el principio "Utilizado o Perdido". Esto significa que las obligaciones de pago que adquieran los agentes por las capacidades adquiridas será definitivo e independiente de la utilización final que este agente haga de la capacidad de intercambio asignada.

Se establecerá un precio mínimo por debajo del cual ninguna oferta podrá ser aceptada, salvo para las subastas de horizonte diario. Los objetivos del establecimiento de este precio mínimo son:

- Eliminar o reducir las ofertas que pudieran tener carácter especulativo y que permitirían a un agente reservar capacidad sin intención real de utilizarla.
- Compensar los costes implícitos a la garantía de la capacidad asignada por los OS.

Su nivel debe, pues, ser razonablemente significativo para poder alcanzar estos objetivos, sin ser demasiado elevado puesto que en ese caso podría impedir un buen funcionamiento del mecanismo de subastas y afectar negativamente a la eficacia económica de las transacciones efectuadas a través de la interconexión. El precio mínimo será fijado inicialmente en **0,3 Euros/MWh**.

3.1.6 Garantía de las capacidades asignadas

Los OS garantizarán la disponibilidad de las capacidades asignadas en la forma y con los límites que se establezcan, salvo en caso de Fuerza Mayor.

Los OS asegurarán esta garantía mediante acciones de redespacho coordinado en los dos lados de la frontera, permitiendo garantizar el suministro de la energía en destino y su evacuación en origen. Los ingresos provenientes del precio mínimo de oferta constituirán un recurso para cubrir estas acciones. En ese sentido, el precio mínimo puede ser considerado como una garantía de que la capacidad de intercambio asignada lo es de manera firme.

En caso de reducción de la capacidad por situación de Fuerza Mayor, los pagos efectuados por el agente por la capacidad que no haya sido puesta a su disposición serán devueltos íntegramente a éste.

3.1.7 Habilitación de los agentes

Para poder participar en las subastas, los agentes deberán:

- Haber firmado con los OS un contrato de adhesión a las reglas del sistema de subastas para la asignación de la capacidad de intercambio.

Y, según el caso:

- Disponer de las autorizaciones necesarias, conforme a la reglamentación española, para la importación, exportación o tránsito de energía a través del sistema español.

y/o

- Disponer de un contrato de exportación, de importación o de ambos para acceder al sistema francés.

3.1.8 Características de las ofertas

Las ofertas elementales se caracterizarán por: la identificación del agente que la emite, bloque horario al que se refiere, nivel de potencia (expresado en un número entero de

MW), eventuales condiciones de indivisibilidad de la ofertas en forma de un nivel mínimo de asignación (si el mecanismo de asignación conduce a la asignación de una capacidad inferior a la especificada, la oferta será entonces retirada), sentido de flujo de potencia y precio.

En el horizonte diario, las ofertas deberán precisar además, los agentes de una parte y de otra de la frontera que participan en las transacciones, en el caso de que sean diferentes del agente que emite la oferta.

Sobre la base de estas informaciones, los OS se asegurarán de la factibilidad de las transacciones.

Los dos OS se comprometen a mantener la confidencialidad de las ofertas presentadas.

3.2. Subastas con horizonte anual

3.2.1 Desglose temporal

El año empieza el 1 de enero a las 0,00h. y termina el 31 de diciembre a las 24,00h.

Con este horizonte la subasta se basará en una utilización en base a lo largo del año (es decir, un mismo valor de capacidad a asignar a lo largo de todo el año).

3.2.2 Capacidad subastada

Con este horizonte se asignarán 150 MW en el sentido Francia-España y España-Francia.

Dos semanas antes de la fecha de la subasta, los OS indicarán los periodos durante los que la capacidad será reducida o nula debido a trabajos programados en líneas de interconexión o en otros elementos de la red de transporte que tengan influencia directa sobre la capacidad de ésta.

3.2.3 Presentación de las ofertas

La fecha de la subasta anual será publicada por los dos OS con una antelación mínima de dos semanas. Las ofertas se presentarán antes de la fecha fijada por los dos OS. Ésta se situará como mínimo tres semanas antes del primer día en el que las

transacciones correspondientes tendrán lugar. Las ofertas contendrán el precio y la capacidad de intercambio deseada.

Para aceptar las ofertas se exigirá un precio mínimo de **0,3 Euros/MWh**. Este precio podrá ser revisado en función de los resultados observados.

Las ofertas podrán tener varios bloques para un mismo periodo, vendrán expresadas en términos de capacidad deseada - precio por MWh y se presentarán en orden de precios decrecientes.

Los agentes podrán incluir para el primer bloque de oferta condiciones de indivisibilidad, bajo la forma de un nivel mínimo de asignación. Si la capacidad asignada en la subasta fuese inferior al valor especificado, la oferta será retirada.

3.2.4 Proceso de asignación

Los OS realizarán la asignación de capacidad comenzando por la oferta más elevada. El proceso se detendrá:

- Cuando la totalidad de la capacidad subastada haya sido asignada. El precio pagado por los compradores será el de la última oferta retenida; si toda la capacidad subastada es asignada a una sola oferta, el precio a pagar será el precio de esa oferta.

- O cuando todas las ofertas de compra recibidas hayan sido satisfechas. Si resta aún capacidad no asignada, el precio pagado por los compradores será el precio mínimo.

Para la oferta (o las ofertas) marginal (es), el proceso puede conducir a la asignación de una capacidad inferior a la capacidad demandada:

- En el caso en que varias ofertas tengan el mismo precio y la suma de las capacidades demandadas sea superior a la capacidad que falta por asignar, la capacidad será asignada proporcionalmente a la capacidad demandada en cada oferta.

- O en el caso de una sola oferta en la que la capacidad demandada sea superior a la capacidad pendiente de asignar.

3.2.5 Información suministrada a los agentes

Los OS pondrán a disposición del conjunto de agentes el precio resultante, la capacidad total asignada, y la lista de agentes adjudicatarios y la capacidad asignada a cada uno de ellos.

Los agentes adjudicatarios serán, además, informados:

- Del carácter firme de esta adjudicación
- Del precio que deberán pagar por esta adjudicación

- De la obligación de pago comprometida, independientemente del hecho de que pongan o no, posteriormente, sus derechos a disposición de los OS para revender la capacidad adquirida, e independientemente de que la transacción sea finalmente o no ejecutada. Este compromiso será igual al valor de la capacidad asignada multiplicada por el precio.

- De la posibilidad de poner a disposición de los OS la capacidad asignada para su reventa en las subastas mensuales, semanales y diarias.

3.3. Subasta mensual

3.3.1 Desglose temporal

Las subastas mensuales aplicarán a meses naturales

Con este horizonte la subasta se basará en una utilización en base a lo largo del mes (es decir, un mismo valor de capacidad a asignar a lo largo de todo el mes).

3.3.2 Capacidades subastadas

Con este horizonte se subastarán las capacidades que hubieran quedado sin asignar en la subasta anual así como las que habiendo sido adquiridas en las subastas anuales hubieran sido puestas de nuevo a disposición de los OS para su reventa.

3.3.3 Presentación de las ofertas de venta

Los agentes que lo deseen podrán poner a disposición de los OS la totalidad o parte de las capacidades adquiridas en la subasta anual.

Los agentes presentarán sus ofertas el martes de la segunda semana completa del mes precedente a aquel al que se refiere la subasta.

Las ofertas contendrán las capacidades puestas a la venta y, en su caso, sus correspondientes precios de retirada. El agente vendedor podrá indicar para cada capacidad ofertada un precio de retirada: si el precio de compra resulta inferior a este precio, la oferta de venta será retirada.

3.3.4 Presentación de las ofertas de compra

Los agentes presentarán sus ofertas el miércoles de la segunda semana completa del mes precedente a aquel al que se refiere la subasta.

Las ofertas contendrán el precio y la capacidad de intercambio deseada para cada bloque horario y para cada una de las semanas del mes. Para aceptar las ofertas se exigirá un precio mínimo de 0,3 Euros/MWh. Las ofertas podrán contener varios bloques expresados en forma de capacidad deseada – precio por MWh y serán presentadas en orden de precios decrecientes.

3.3.5 Proceso de asignación

Los OS realizarán la asignación de capacidad para cada bloque comenzando por la oferta de compra más elevada y por la oferta de venta más baja. El proceso se detendrá:

- Cuando toda la capacidad disponible para un bloque horario dado haya sido asignada. El precio pagado por los compradores será el de la última oferta de compra asignada. Los agentes vendedores serán remunerados a ese mismo precio, descontado el precio mínimo.

- Cuando el conjunto de las ofertas de compra haya sido satisfecho. El precio pagado por los compradores será el precio de la última oferta de venta asignada o el precio mínimo si el último MW asignado corresponde a capacidad puesta a la venta por

los OS. Los agentes vendedores serán remunerados a ese mismo precio, descontando el precio mínimo.

- Cuando el precio de las ofertas de compra sea inferior al precio mínimo de la oferta de venta considerada. Se establece un precio de equilibrio que será el de la última oferta de compra superior a la oferta de venta correspondiente.

Para la oferta(s) marginal(es) el proceso puede conducir a la asignación de una capacidad inferior a la capacidad demandada:

- En el caso de varias ofertas de compra de igual precio en las que la suma de las capacidades solicitadas sea superior a la capacidad pendiente de asignar, se realizará la asignación proporcionalmente a la capacidad solicitada en cada una de las ofertas.

- O en el caso de una sola oferta de compra cuya capacidad solicitada sea superior a la capacidad que queda por asignar.

3.3.6 Información transmitida a los agentes

Los OS pondrán a disposición del conjunto de agentes, para cada bloque horario de cada periodo semanal, el precio de equilibrio y la capacidad total asignada, así como la lista de los agentes adjudicatarios y la capacidad asignada a cada uno de ellos.

Los agentes adjudicatarios de capacidad serán, además, informados:

- Del carácter firme de esta adjudicación.

- Del precio que tendrán que pagar por esta adjudicación.

- De la posibilidad de poner a disposición de los OS la capacidad asignada para su reventa en las subastas semanales y diarias correspondientes.

- De la obligación de pago comprometida, independientemente del hecho de que pongan, o no, sus derechos a disposición de los OS para revender posteriormente la capacidad adquirida, e independientemente de que la transacción sea finalmente

realizada o no. Este compromiso será igual al valor de la capacidad asignada multiplicado por el precio.

Los agentes vendedores serán informados de los bloques vendidos y del precio de venta de cada uno de esos bloques. Este corresponderá al precio de compra de esos bloques, descontando el precio mínimo de 0,3 Euros/MWh.

3.4. Subastas semanales

3.4.1 Desglose temporal

La semana empieza el sábado a las 0,00h. y termina el viernes a las 24,00h.

La semana se divide en 7 bloques diarios, siendo el producto subastado la capacidad correspondiente a cada uno de los días.

3.4.2 Capacidades subastadas

Se subastará con este horizonte el 50% de la capacidad de intercambio disponible en este plazo, más aquélla capacidad adquirida por los agentes en las subastas anual o mensuales y puestas a disposición de los OS para su reventa.

3.4.3 Presentación de las ofertas de venta

Los agentes que lo deseen podrán poner a disposición de los OS, total o parcialmente, la capacidad adquirida en las subastas anual y mensual.

Las capacidades puestas a disposición de los OS deberán ser declaradas el jueves de la semana precedente, algunas horas antes de la realización de la subasta

Las ofertas contendrán las capacidades puestas en venta para cada bloque horario y para cada día de la semana. Al igual que en la subasta mensual podrán ir acompañadas de un precio de retirada.

3.4.4 Presentación de las ofertas de compra

Los agentes presentarán sus ofertas los jueves de la semana anterior a aquélla a la que se refiere la subasta, algunas horas antes de la realización de la subasta.

Las ofertas contendrán el precio y la capacidad de intercambio deseada para cada bloque horario y para cada día de la semana. Para aceptar las ofertas se exigirá un precio mínimo de 0,3 Euros/MWh.

Las ofertas podrán contener varios bloques expresados en capacidad deseada - precio por MWh y serán presentadas en orden de precios decrecientes.

3.4.5 Proceso de asignación

Los OS realizarán la asignación de capacidad firme empezando por la oferta de compra más elevada y la oferta de venta más baja. El proceso se detendrá:

- Cuando toda la capacidad disponible para un bloque horario dado haya sido asignada. El precio pagado por los compradores será el de la última oferta de compra asignada. Los agentes vendedores serán remunerados a ese mismo precio, descontado el precio mínimo.

- Cuando el conjunto de las ofertas de compra haya sido satisfecho. El precio pagado por los compradores será el precio de la última oferta de venta retenida o el precio mínimo si el último MW asignado corresponde a capacidad puesta a la venta por los OS. Los agentes vendedores serán remunerados a ese mismo precio, descontando el precio mínimo.

- Cuando el precio de las ofertas de compra sea inferior al precio de la oferta de venta considerada. Se establece un precio de equilibrio que es el de la última oferta de compra superior a la oferta de venta correspondiente.

Para la oferta(s) marginal(es) el proceso puede conducir a la asignación de una capacidad inferior a la capacidad demandada:

- En el caso de varias ofertas de compra de igual precio en las que la suma de las capacidades demandadas sea superior a la capacidad que queda por asignar, se asignará capacidad proporcionalmente a la capacidad solicitada en cada una de las ofertas.
- O en el caso de una sola oferta de compra cuya capacidad sea superior a la capacidad que queda por asignar.

En la asignación de capacidad se tendrán siempre en cuenta las condiciones de indivisibilidad formuladas por los agentes.

3.4.6 Información transmitida a los agentes

Los OS pondrán a disposición del conjunto de agentes, para cada bloque horario de la semana, el precio de equilibrio y la capacidad total asignada, así como la lista de agentes adjudicatarios y la capacidad asignada a cada uno de ellos.

Los agentes adjudicatarios de capacidad serán, además, informados:

- Del carácter firme de esta adjudicación.
- Del precio que tendrán que pagar por esta adjudicación.
- De la posibilidad de volver a poner a disposición de los OS la capacidad asignada para su reventa en las subastas diarias correspondientes.
- De la obligación de pago comprometida, independientemente del hecho de que puedan volver a poner o no sus derechos a disposición de los OS posteriormente e independientemente de que las transacciones sean finalmente realizadas o no. Este compromiso será igual al valor de la capacidad asignada multiplicado por el precio.

Los agentes vendedores serán informados de los bloques vendidos y del precio de venta de cada uno de esos bloques. Este corresponderá al precio de compra de esos bloques descontando el precio mínimo de 0,3 Euros/MWh.

3.5. Subastas diarias

3.5.1 Desglose temporal

El día empieza a las 0,00h. y termina a las 24,00h. El día se divide en 24 bloques horarios de una hora (23 ó 25 los días de cambio de hora oficial).

3.5.2 Presentación de las ofertas de venta

Los agentes que lo deseen podrán poner a disposición de los OS toda o parte de las capacidades que hayan adquirido en las subastas anual, mensual y semanal.

Las capacidades puestas a disposición de los OS para su reventa deberán ser declaradas como máximo, la tarde del día anterior en dos al de utilización de la capacidad (día D-2). Contrariamente a los horizontes precedentes, no irán acompañadas de un precio de retirada.

3.5.4 Capacidades subastadas

La capacidad subastada se publicará al menos una hora antes de la hora límite para la presentación de las ofertas de compra, y estará constituida por:

- La capacidad de intercambio restante disponible.
- La capacidad adquirida con anterioridad por los agentes y puesta de nuevo a disposición de los OS por esos mismos agentes para su reventa.

3.5.5 Presentación de las ofertas de compra

Las ofertas de compra podrán ser presentadas, como máximo, 30 minutos antes de la realización de la subasta; que tendrá lugar la víspera del día al que se refiere la capacidad subastada.

Las ofertas presentadas deberán contener la información siguiente:

- Agente titular de la transacción
- Sentido de flujo de potencia (Francia-España o España-Francia)
- Capacidad (MW) solicitada y precio de oferta asociado (en Euros/MWh) para cada bloque horario.

No se exigirá precio mínimo.

3.5.6 Proceso de asignación

Los OS asignarán la capacidad comenzando por la oferta de compra más elevada. El proceso se detendrá:

- Cuando toda la capacidad disponible para un bloque horario dado haya sido asignada. El precio pagado por los compradores será el de la última oferta asignada. Los agentes vendedores serán remunerados a ese mismo precio.
- Cuando el conjunto de las ofertas de compra haya sido satisfecho. En este caso el precio es nulo y los agentes vendedores no serán remunerados.

Para la oferta(s) marginal(es) el proceso puede conducir a asignar una capacidad inferior a la capacidad demandada:

- En el caso de varias ofertas de compra de igual precio en las que la suma de las capacidades demandadas sea superior a la capacidad que queda por asignar, se asignará capacidad proporcionalmente a la capacidad solicitada en cada una de las ofertas.
- O, en el caso de una sola oferta de compra cuya capacidad sea superior a la capacidad que falte por asignar.

En la asignación de capacidad se tendrán siempre en cuenta las condiciones de indivisibilidad introducidas por los agentes.

3.5.7 Información a los agentes

Antes de las 8,30h. los OS pondrán a disposición del conjunto de agentes, para cada bloque horario, el precio de equilibrio, la capacidad total asignada, así como la lista de agentes adjudicatarios y la capacidad asignada a cada uno.

Los agentes adjudicatarios de capacidad serán, además, informados:

- Del carácter firme de esta adjudicación
- Del precio que tendrán que pagar por esta adjudicación
- De la obligación de pago comprometida, independientemente del hecho de que la transacción sea finalmente realizada o no. Este compromiso será, por cada bloque horario, igual al volumen de la capacidad asignada multiplicado por el precio.

3.6. Comunicación al operador del mercado español de las capacidades asignadas

Los OS comunicarán antes de las 8,30h. al operador del mercado español la información relativa a las capacidades asignadas a los agentes, con el fin de que pueda validar las ofertas de venta o de compra en el mercado español y que pueda aceptar las transacciones bilaterales físicas concernidas.

4. COORDINACIÓN ENTRE LOS OS

Habrá dos sitios de realización del sistema de subastas, uno en Francia y otro en España. Los agentes se dirigirán al sitio de su elección. A las horas preestablecidas, los dos sitios intercambiarán las informaciones necesarias para que cada uno de ellos pueda analizar todas las ofertas por la capacidad de interconexión en cada uno de los sentidos de flujo de potencia. Solamente los resultados de uno de los sitios tendrán valor oficial y serán puestos a disposición de los agentes en los dos sitios. Este papel será confiado, en una primera etapa por periodos de tres meses, alternativamente a cada uno de los dos sitios. Se comenzará por el sitio de REE.

Los ingresos obtenidos de las subastas, se dedicarán, en primer lugar, a cubrir los gastos que los OS asuman para garantizar la capacidad (acciones de redespacho a ambos lados de la frontera). Los costes correspondientes serán establecidos de forma transparente y compartidos entre los dos OS.

Los ingresos restantes se asignarán al 50% a cada uno de los dos OS y serán dedicados a financiar acciones para aumentar la capacidad de intercambio.

5. TRATAMIENTO DE LOS LITIGIOS

En caso de litigio con un agente del sistema, se propone que el regulador situado del lado de la frontera del que proviene la reclamación dirija la instrucción del informe correspondiente.

Cuando la reclamación provenga de agentes establecidos en ambos lados de la frontera o en un tercer país, la instrucción del informe será realizada por el regulador del país exportador.

6. APLICACIÓN DE ESTE PROCEDIMIENTO

Se propone empezar la puesta en marcha del sistema de subastas a partir *del 1º de mayo de 2002*.

Este procedimiento se aplicará durante un periodo inicial de un año. Los operadores de los sistemas propondrán continuar su aplicación con o sin las modificaciones oportunas o, si es necesario, su sustitución por otros mecanismos, en función de los resultados observados.

La experiencia recaerá especialmente sobre los puntos siguientes:

- Interés por los diferentes horizontes de las subastas
- Pertinencia de los porcentajes de capacidad subastada en cada horizonte temporal con relación a las expectativas de los agentes
- Modalidades de ejercicio de concurrencia sobre el acceso a la interconexión. Se verificará en particular que el mecanismo de subastas sucesivas conduce a que los diferentes agentes tengan en cualquier momento acceso a la interconexión y que en un instante dado toda la capacidad no sea atribuida a un solo agente.

Anexo C – Esquemas Especiais da RNT

Os esquemas especiais utilizados na RNT, para fazer face a trânsitos excessivos em determinados ramos são:

- Limitar o trânsito na Linha Central de Bemposta – Aldeadávila: Com uma forte produção no Douro Internacional e no Douro Nacional, esta linha pode entrar em sobrecarga. Assim, colocando-se a Central de Bemposta em antena sobre a linha, limita-se o trânsito ao correspondente à produção da central;

- Limitar o trânsito no sentido Sul – Norte a partir da subestação de Palmela (150kV): Com uma forte produção nas centrais térmicas de Sines, Setúbal e Pego, as linhas entre Porto Alto e Palmela, a 150 kV, podem entrar em sobrecarga. Assim, alimentando-se os consumos da subestação do Zêzere através das linhas Zêzere – Pereiros, reduz-se a solicitação destas linhas. Em caso extremo, é ainda possível injectar a produção do sistema Zêzere – Tejo – Pracana sobre as subestações de Sacavém e Porto Alto, limitando ainda mais o trânsito mencionado;

- Limitar sobrecarga na Linha Recarei – Vermoim2, aquando do disparo das linhas Recarei – Vermoim1 e Recarei – Custóias: Com uma forte produção na Central da Tapada do Outeiro a gás natural e no Douro Nacional, a linha sobrecarrega, em consequência do duplo disparo referido. Assim, por via da abertura dos disjuntores inter-barras dos 60 e 220kV, consegue-se alimentar parte dos consumos de Vermoim pelos 220kV e outra parte pelos 150kV, através dos autotransformadores;

- Limitar o trânsito na Linha Salamonde – Caniçada: Com uma forte produção nas centrais de Vila Nova e Salamonde, esta linha pode entrar em sobrecarga. Assim, abrindo o disjuntor inter-barras de 150kV na Central de Vila Nova, a produção da central fica distribuída pelas linhas Vila Nova – Riba d’Ave e Vila Nova – Salamonde;

- Limitar o trânsito na Linha Carrapatelo – Mourisca: Com uma forte produção no Douro Nacional, esta linha pode entrar em sobrecarga. Assim, colocando produção na subestação de Pereiros, através da Central da Aguieira, e retirando produção da Central do Torrão, o trânsito na linha fica controlado pela central da Aguieira;

- Limitar o trânsito na Linha Porto Alto – Sacavém: Por falta da Linha Palmela – Fanhões e de um autotransformador na subestação de Palmela ou na subestação de Fanhões, a linha pode entrar em sobrecarga. Colocando produção no sistema Zêzere e abrindo o disjuntor inter-barras de 150kV na subestação de Porto Alto, o trânsito na linha fica em antena sobre Sacavém, controlado pela produção no sistema Zêzere;

- Limitar o trânsito na Linha TurboGás-Canelas-Estarreja: Com forte produção no Douro Nacional e na Central da Tapada do Outeiro a gás natural, esta linha pode entrar em sobrecarga. Abrindo o disjuntor inter-barras de 220kV na subestação de Estarreja, o trânsito na linha fica controlado, devido à maior impedância criada pela (Linha TurboGás – Canelas – Estarreja – Pereiros).

ANEXO D – Tabelas Resumo

D.1 – Cenário de Ponta de Inverno

Central	Curva de Custos		$P_{inicial}$	$C_{inicial}$	P_{separ}	C_{separ}	P_{redesp}	C_{redesp}
	[MW	$\times 10^4$ €]	[MW]	[$\times 10^4$ €]	[MW]	[$\times 10^4$ €]	[MW]	[$\times 10^4$ €]
Sines	0.000	0.000	297.98	0.82	297.96	0.82	297.97	0.82
	298.000	0.824						
Carregado	0.000	0.000	235.93	1.32	0.51	0.00	235.89	1.32
	236.000	1.324						
Carregado	0.000	0.000	235.95	1.21	235.64	1.21	235.93	1.21
	236.000	1.212						
Lindoso	0.000	0.000	214.02	0.00	214.00	0.00	214.01	0.00
	214.000	0.000						
	315.000	1.010						
Lindoso	0.000	0.000	214.02	0.00	214.00	0.00	214.01	0.00
	214.000	0.000						
	315.000	1.010						
Castelo Bode	0.000	0.000	52.99	0.00	52.98	0.00	52.98	0.00
	53.000	0.000						
Castelo Bode	0.000	0.000	52.99	0.00	52.98	0.00	52.98	0.00
	53.000	0.000						
Castelo Bode	0.000	0.000	52.99	0.00	52.98	0.00	52.98	0.00
	53.000	0.000						
Venda Nova	0.000	0.000	54.99	0.00	54.98	0.00	54.98	0.00
	55.000	0.000						
Salamonde	0.000	0.000	41.99	0.00	41.98	0.00	41.98	0.00
	42.000	0.000						
Cabril	0.000	0.000	107.98	0.00	107.98	0.00	107.98	0.00
	108.000	0.000						
Caniçada	0.000	0.000	57.99	0.00	57.98	0.00	57.98	0.00
	58.000	0.000						
Bouçã	0.000	0.000	43.98	0.00	43.98	0.00	43.98	0.00
	44.000	0.000						
Picote	0.000	0.000	57.00	0.00	56.99	0.00	56.95	0.00
	57.000	0.000						
	65.000	0.100						
Picote	0.000	0.000	112.01	0.00	112.00	0.00	111.95	0.00
	112.000	0.000						
	130.000	0.200						
Miranda	0.000	0.000	178.98	0.00	178.98	0.00	178.94	0.00
	180.000	0.000						
Miranda	0.000	0.000	173.01	0.00	173.00	0.00	172.95	0.00
	173.000	0.000						
	189.000	0.160						
Bemposta	0.000	0.000	253.99	0.00	253.98	0.00	245.96	0.00
	254.000	0.000						
Tabuaço	0.000	0.000	57.99	0.00	57.98	0.00	57.98	0.00
	58.000	0.000						
Carrapatelo	0.000	0.000	202.99	0.00	202.98	0.00	202.98	0.00
	204.000	0.000						
Régua	0.000	0.000	178.99	0.00	178.98	0.00	178.98	0.00
	180.000	0.000						
Fratel	0.000	0.000	121.02	0.00	121.00	0.00	121.01	0.00
	121.000	0.000						
	132.000	0.110						
Valeira	0.000	0.000	158.02	0.00	158.00	0.00	158.00	0.00
	158.000	0.000						
	236.000	0.780						
Aguieira	0.000	0.000	210.02	0.00	210.00	0.00	210.01	0.00
	210.000	0.000						
	269.000	0.590						
Pocinho	0.000	0.000	179.02	0.00	179.00	0.00	179.00	0.00

	179.000 186.000	0.000 0.070						
Torrão	0.000 66.000	0.000 0.000	65.99	0.00	65.98	0.00	65.98	0.00
Torrão	0.000 66.000	0.000 0.000	65.99	0.00	65.98	0.00	65.98	0.00
Setúbal	0.000 236.000	0.000 1.266	235.94	1.27	116.81	0.63	235.92	1.27
Setúbal	0.000 236.000	0.000 1.266	235.94	1.27	142.67	0.77	235.92	1.27
Setúbal	0.000 236.000	0.000 1.266	235.94	1.27	142.67	0.77	235.92	1.27
Sines	0.000 298.000	0.000 0.824	297.98	0.82	297.96	0.82	297.97	0.82
Sines	0.000 298.000	0.000 0.824	297.98	0.82	297.96	0.82	297.97	0.82
Sines	0.000 298.000	0.000 0.824	297.98	0.82	297.96	0.82	297.97	0.82
Pego	0.000 292.000	0.000 0.884	291.97	0.88	291.95	0.88	291.97	0.88
Pego	0.000 292.000	0.000 0.884	291.97	0.88	291.95	0.88	291.97	0.88
Turbogas	0.000 660.000	0.000 2.568	659.97	2.57	659.92	2.57	659.95	2.57
Anllares	0.000 200.000 365.000	0.000 0.000 2.475	200.00	0.00	200.00	0.00	200.00	0.00
Compostilla	0.000 621.000 681.000	0.000 0.000 0.540	621.03	0.00	621.06	0.00	621.03	0.00
La Robla	0.000 541.000 583.000 620.000	0.000 0.000 0.162 0.717	582.96	0.16	582.97	0.16	582.96	0.16
Lada	0.000 336.000 505.000	0.000 0.000 1.639	336.02	0.00	336.03	0.00	336.02	0.00
Narcea	0.000 342.000 468.000 595.000	0.000 0.000 0.428 2.333	467.97	0.43	467.98	0.43	467.97	0.43
Puentes G. Rodriguez	0.000 1280.000 1402.000	0.000 0.000 1.099	1280.03	0.00	1280.05	0.00	1280.02	0.00
Soto de Ribera	0.000 514.000 549.000	0.000 0.000 0.077	548.96	0.08	548.97	0.08	548.96	0.08
Velilla	0.000 342.000	0.000 0.000	341.99	0.00	341.99	0.00	341.99	0.00
Santurce	0.000 525.000 890.000 906.000	0.000 5.567 9.685 9.961	0.07	0.00	0.08	0.00	0.07	0.00
Saucelle	0.000 246.000 286.000	0.000 0.000 0.400	246.02	0.00	246.03	0.00	246.02	0.00
Asco	0.000 1976.000	0.000 0.000	1975.99	0.00	1975.99	0.00	1975.99	0.00
Sallente	0.000 184.000 226.000	0.000 0.000 0.420	184.03	0.00	184.05	0.00	184.03	0.00
Teruel	0.000 945.000 1055.000	0.000 0.000 0.991	945.05	0.00	945.10	0.00	945.05	0.00
Vandellos	0.000 1043.000	0.000 0.000	1041.99	0.00	1041.99	0.00	1041.99	0.00

Almaraz	0.000 1881.000 1907.000	0.000 0.000 0.469	1881.00	0.00	1881.00	0.00	1881.00	0.00
Castellon	0.000 525.000	0.000 7.373	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00
Castellon	0.000 764.000	0.000 3.912	763.96	3.91	763.97	3.91	763.96	3.91
Cedillo	0.000 390.000 474.000	0.000 0.000 0.840	390.02	0.00	390.03	0.00	390.02	0.00
Cofrentes	0.000 1048.000	0.000 0.000	1047.99	0.00	1047.99	0.00	1047.99	0.00
Escombreras	0.000 275.000 550.000	0.000 2.196 4.488	0.40	0.00	372.89	3.01	0.47	0.00
JM. Oriol	0.000 816.000 934.000	0.000 0.000 0.118	933.97	0.12	933.97	0.12	933.97	0.12
La Muela	0.000 659.000	0.000 0.000	658.99	0.00	658.99	0.00	658.99	0.00
Trillo	0.000 1002.000 1066.000	0.000 0.000 1.154	1002.00	0.00	1002.00	0.00	1002.00	0.00
Los Barrios	0.000 403.000 568.000	0.000 0.000 1.486	403.05	0.00	403.13	0.00	403.05	0.00
Litoral de Almeria	0.000 1085.000 1119.000	0.000 0.000 0.306	1085.05	0.00	1085.12	0.00	1085.06	0.00
Aguayo	0.000 123.000 170.000	0.000 0.000 0.470	123.02	0.00	123.03	0.00	123.02	0.00
Albare	0.000 59.000	0.000 0.000	58.99	0.00	58.99	0.00	58.98	0.00
Astill	0.000 60.000	0.000 0.000	59.99	0.00	59.99	0.00	59.99	0.00
Belesa	0.000 238.000	0.000 0.000	237.98	0.00	237.99	0.00	237.98	0.00
Dumbri	0.000 161.000	0.000 0.000	159.99	0.00	159.99	0.00	159.98	0.00
Aboño	0.000 400.000 450.000 460.000 480.000	0.000 0.000 0.112 0.160 0.268	479.83	0.27	479.88	0.27	479.83	0.27
Castre	0.000 113.000	0.000 0.000	112.99	0.00	112.99	0.00	112.98	0.00
Conso	0.000 152.000	0.000 0.000	151.98	0.00	151.99	0.00	151.98	0.00
Cornat	0.000 132.000	0.000 0.000	131.99	0.00	131.99	0.00	131.98	0.00
Compostilla	0.000 438.000 461.000	0.000 0.000 0.207	438.03	0.00	438.05	0.00	438.03	0.00
Lubian	0.000 7.000	0.000 0.000	5.99	0.00	5.99	0.00	5.98	0.00
Meirama	0.000 421.000	0.000 0.000	409.99	0.00	409.99	0.00	409.98	0.00
Ondina	0.000 51.000	0.000 0.000	50.99	0.00	50.99	0.00	50.98	0.00
P. Bibey	0.000 252.000 284.000	0.000 0.000 0.320	252.01	0.00	252.03	0.00	252.01	0.00
Pdemou	0.000 76.000	0.000 0.000	75.99	0.00	75.99	0.00	75.98	0.00
Penadr	0.000	0.000	33.99	0.00	33.99	0.00	33.98	0.00

	34.000	0.000						
Soto de Ribera	0.000 45.000 55.000 60.000	0.000 0.000 0.087 0.177	45.04	0.00	45.07	0.00	45.04	0.00
Prada	0.000 34.000	0.000 0.000	32.98	0.00	32.99	0.00	32.98	0.00
Queren	0.000 29.000 36.000	0.000 0.000 0.070	29.02	0.00	29.03	0.00	29.01	0.00
Ribade	0.000 22.000 35.000	0.000 0.000 0.130	22.02	0.00	22.03	0.00	22.01	0.00
S. Agus	0.000 81.000	0.000 0.000	80.98	0.00	80.99	0.00	80.98	0.00
S. Este	0.000 245.000 260.000	0.000 0.000 0.150	245.01	0.00	245.02	0.00	245.01	0.00
S. Mari	0.000 12.000	0.000 0.000	10.99	0.00	10.99	0.00	10.99	0.00
S. Pedr	0.000 32.000	0.000 0.000	31.98	0.00	31.99	0.00	31.98	0.00
Sabon	0.000 432.000 448.000	0.000 5.900 6.140	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Santia	0.000 40.000 66.000	0.000 0.000 0.260	40.01	0.00	40.03	0.00	40.01	0.00
Sniace	0.000 35.000	0.000 0.000	33.99	0.00	33.99	0.00	33.99	0.00
Sobrad	0.000 38.000	0.000 0.000	37.99	0.00	37.99	0.00	37.98	0.00
Soutel	0.000 128.000 210.000	0.000 0.000 0.820	128.01	0.00	128.02	0.00	128.01	0.00
Tambre	0.000 17.000 69.000	0.000 0.000 0.520	17.02	0.00	17.03	0.00	17.01	0.00
Guardo	0.000 138.000 143.000	0.000 0.000 0.031	142.87	0.03	142.93	0.03	142.88	0.03
Velle	0.000 55.000 80.000	0.000 0.000 0.250	55.02	0.00	55.03	0.00	55.01	0.00
Mazari	0.000 19.000	0.000 0.000	18.99	0.00	18.99	0.00	18.98	0.00
Aldead	0.000 648.000 720.000	0.000 0.000 0.720	648.02	0.00	648.03	0.00	648.03	0.00
Castro	0.000 178.000 190.000	0.000 0.000 0.120	178.02	0.00	178.03	0.00	178.02	0.00
Pasajes	0.000 207.000	0.000 0.000	206.99	0.00	206.99	0.00	206.99	0.00
Quel	0.000 12.000	0.000 0.000	10.99	0.00	10.99	0.00	10.99	0.00
Ricoba	0.000 48.000 132.000	0.000 0.000 0.840	48.02	0.00	48.03	0.00	48.02	0.00
Saucelle	0.000 228.000 240.000	0.000 0.000 0.120	228.02	0.00	228.03	0.00	228.01	0.00
Valpar	0.000 8.000 34.000	0.000 0.000 0.260	8.02	0.00	8.03	0.00	8.02	0.00
Villal	0.000	0.000	106.02	0.00	106.03	0.00	106.02	0.00

	106.000	0.000						
	110.000	0.040						
Asco	0.000	0.000	39.99	0.00	39.99	0.00	39.99	0.00
	41.000	0.000						
San Adrian	0.000	0.000	0.04	0.00	0.05	0.00	0.04	0.00
	311.000	3.758						
	571.000	7.258						
Besos	0.000	0.000	727.00	2.43	727.13	2.43	727.00	2.43
	165.000	0.000						
	515.000	1.242						
	727.000	2.428						
	742.000	2.563						
	1034.000	7.342						
Biesca	0.000	0.000	57.02	0.00	57.04	0.00	57.02	0.00
	57.000	0.000						
	62.000	0.050						
Foix	0.000	0.000	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00
	502.000	6.432						
La For	0.000	0.000	35.02	0.00	35.04	0.00	35.03	0.00
	35.000	0.000						
	84.000	0.490						
Mequin	0.000	0.000	216.02	0.00	216.04	0.00	216.02	0.00
	216.000	0.000						
	243.000	0.270						
Morale	0.000	0.000	171.99	0.00	171.99	0.00	171.99	0.00
	173.000	0.000						
Repsol	0.000	0.000	91.99	0.00	91.99	0.00	91.99	0.00
	92.000	0.000						
Ribarr	0.000	0.000	126.02	0.00	126.04	0.00	126.02	0.00
	126.000	0.000						
	132.000	0.060						
Cercs	0.000	0.000	144.99	0.00	144.99	0.00	144.99	0.00
	145.000	0.000						
Aceca	0.000	0.000	0.02	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00
	600.000	7.180						
Azutan	0.000	0.000	93.02	0.00	93.04	0.00	93.02	0.00
	93.000	0.000						
	120.000	0.270						
Bolarq	0.000	0.000	145.02	0.00	145.04	0.00	145.03	0.00
	145.000	0.000						
	156.000	0.110						
G. Gala	0.000	0.000	69.02	0.00	69.03	0.00	69.02	0.00
	69.000	0.000						
	110.000	0.410						
Jose Cabrera	0.000	0.000	142.00	0.00	142.00	0.00	142.00	0.00
	142.000	0.000						
	152.000	0.150						
Torrej	0.000	0.000	83.02	0.00	83.04	0.00	83.02	0.00
	83.000	0.000						
	96.000	0.130						
Valdec	0.000	0.000	25.02	0.00	25.04	0.00	25.02	0.00
	25.000	0.000						
	75.000	0.500						
Valdec	0.000	0.000	25.02	0.00	25.04	0.00	25.02	0.00
	25.000	0.000						
	75.000	0.500						
Valdec	0.000	0.000	25.02	0.00	25.04	0.00	25.02	0.00
	25.000	0.000						
	75.000	0.500						
Algeciras	0.000	0.000	69.89	0.52	210.89	1.58	94.02	0.70
	211.000	1.582						
	719.000	9.202						
Cristobal Colon	0.000	0.000	124.91	0.83	124.99	0.83	124.91	0.83
	125.000	0.828						
	267.000	2.314						
Elcogas	0.000	0.000	260.00	0.00	260.00	0.00	260.00	0.00

	260.000	0.000						
	281.000	0.378						
Puertollano	0.000	0.000	70.80	0.50	70.94	0.50	70.82	0.50
	71.000	0.497						
	206.000	2.522						
Tajo Encantada	0.000	0.000	90.03	0.00	90.05	0.00	90.03	0.00
	90.000	0.000						
	180.000	0.900						
San Roque	0.000	0.000	372.93	1.16	372.95	1.16	372.93	1.16
	165.000	0.000						
	373.000	1.156						

Tabela D.1.1 – Resumo comparativo para o cenário de Ponta de Inverno

D.2 – Cenário de Vazio de Inverno

Central	Curva de Custos [MW	×10^4 €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [×10^4 €]	P_{separ} [MW]	C_{separ} [×10^4 €]	P_{redesp} [MW]	C_{redesp} [×10^4 €]
Castelo Bode	0.000 53.000	0.000 0.000	52.98	0.00	52.98	0.00	52.98	0.00
Castelo Bode	0.000 53.000	0.000 0.000	52.98	0.00	52.98	0.00	52.98	0.00
Castelo Bode	0.000 53.000	0.000 0.000	52.98	0.00	52.98	0.00	52.98	0.00
Venda Nova	0.000 133.000 144.000	0.000 0.000 0.110	132.99	0.00	133.01	0.00	133.00	0.00
Salamonde	0.000 42.000	0.000 0.000	41.98	0.00	41.98	0.00	41.98	0.00
Cabril	0.000 108.000	0.000 0.000	107.98	0.00	107.98	0.00	103.58	0.00
Caniçada	0.000 31.000	0.000 0.000	30.98	0.00	30.98	0.00	30.98	0.00
Caniçada	0.000 31.000	0.000 0.000	30.98	0.00	30.98	0.00	30.98	0.00
Bouçã	0.000 44.000	0.000 0.000	43.98	0.00	43.98	0.00	43.98	0.00
Picote	0.000 65.000	0.000 0.000	64.98	0.00	64.98	0.00	64.98	0.00
Picote	0.000 120.000 130.000	0.000 0.000 0.100	119.99	0.00	120.01	0.00	120.00	0.00
Miranda	0.000 150.000 180.000	0.000 0.000 0.300	149.99	0.00	150.01	0.00	149.99	0.00
Bemposta	0.000 180.000 240.000	0.000 0.000 0.600	179.99	0.00	180.01	0.00	180.00	0.00
Carrapatelo	0.000 201.000	0.000 0.000	200.98	0.00	200.98	0.00	200.98	0.00
Régua	0.000 100.000 120.000	0.000 0.000 0.100	100.15	0.00	100.01	0.00	100.00	0.00
Fratel	0.000 120.000 132.000	0.000 0.000 0.120	119.99	0.00	120.01	0.00	120.00	0.00
Valeira	0.000 90.000 160.000	0.000 0.000 0.700	89.99	0.00	90.01	0.00	90.00	0.00
Pocinho	0.000 62.000	0.000 0.000	61.98	0.00	61.98	0.00	61.98	0.00
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	21.23	0.14	0.06	0.00
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	13.03	0.08	0.06	0.00
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	15.26	0.10	0.06	0.00
Sines	0.000 298.000	0.000 1.918	0.05	0.00	13.03	0.08	0.06	0.00
Pego	0.000 292.000	0.000 1.958	0.04	0.00	0.23	0.00	0.06	0.00
Pego	0.000 292.000	0.000 1.958	0.04	0.00	0.23	0.00	0.06	0.00
Compostilla	0.000 364.000 537.000 652.000 680.900	0.000 0.000 0.286 0.540 0.800	651.90	0.54	651.90	0.54	651.91	0.54
La Robla	0.000	0.000	540.18	0.00	540.19	0.00	540.27	0.00

	540.000	0.000						
	590.600	0.232						
	640.300	0.977						
P.G. Rodr	0.000	0.000	1279.95	0.58	1279.95	0.58	1279.96	0.58
	940.000	0.000						
	1280.000	0.578						
	1402.000	1.677						
Sotoribera	0.000	0.000	45.03	0.00	45.03	0.00	45.03	0.00
	45.000	0.000						
	225.000	1.800						
	250.000	2.100						
	264.000	2.296						
	274.000	2.466						
	279.000	2.556						
Garo-Bar	0.000	0.000	438.98	0.00	438.98	0.00	438.98	0.00
	439.000	0.000						
	445.000	0.108						
Asco	0.000	0.000	1984.98	0.00	1984.98	0.00	1984.98	0.00
	1985.000	0.000						
Vandello	0.000	0.000	1035.98	0.00	1035.98	0.00	1035.98	0.00
	1036.000	0.000						
Almaraz	0.000	0.000	1838.98	0.00	1838.98	0.00	1838.98	0.00
	1839.000	0.000						
	1907.300	1.231						
Cedillo	0.000	0.000	285.60	0.91	285.49	0.90	238.58	0.71
	70.000	0.000						
	286.000	0.907						
	474.000	1.777						
Cofrentes	0.000	0.000	1054.98	0.00	1054.98	0.00	1054.98	0.00
	1055.000	0.000						
JM. Oriol	0.000	0.000	502.71	0.61	413.25	0.23	526.88	0.71
	360.000	0.000						
	589.000	0.979						
	609.000	1.107						
	934.000	3.839						
Trillo	0.000	0.000	999.98	0.00	999.98	0.00	999.98	0.00
	1000.000	0.000						
Litoral	0.000	0.000	1083.89	1.54	1083.90	1.54	1083.90	1.54
	391.000	0.000						
	715.500	0.651						
	1084.000	1.537						
	1117.600	1.840						
Carrio	0.000	0.000	524.94	0.16	524.94	0.16	524.95	0.16
	435.000	0.000						
	475.000	0.068						
	525.000	0.159						
	535.000	0.219						
Cillamay	0.000	0.000	6.98	0.00	6.98	0.00	6.98	0.00
	7.000	0.000						
Compostilla	0.000	0.000	437.86	0.39	437.86	0.39	437.87	0.39
	200.000	0.000						
	260.000	0.030						
	360.000	0.196						
	438.000	0.387						
	461.000	0.594						
Lubian	0.000	0.000	10.46	0.00	10.46	0.00	10.47	0.00
	10.400	0.000						
	128.400	0.625						
Meirama	0.000	0.000	265.91	0.00	266.06	0.00	291.10	0.11
	265.000	0.000						
	358.000	0.391						
	418.000	0.655						
	531.000	1.220						
	562.200	1.688						
P de Mouro	0.000	0.000	19.98	0.00	19.98	0.00	19.98	0.00
	20.000	0.000						

Pereda	0.000 45.000 55.000 60.000	0.000 0.000 0.170 0.260	44.99	0.00	44.99	0.00	44.99	0.00
Suido	0.000 21.000	0.000 0.000	20.98	0.00	20.98	0.00	20.98	0.00
La Serna	0.000 8.000	0.000 0.000	7.98	0.00	7.98	0.00	7.98	0.00
Quel	0.000 36.000 112.000	0.000 0.000 0.403	36.06	0.00	36.06	0.00	36.07	0.00
Saucelle	0.000 60.000	0.000 0.000	59.98	0.00	59.98	0.00	59.98	0.00
Tafalla	0.000 49.000	0.000 0.000	48.98	0.00	48.98	0.00	48.98	0.00
Vallejer	0.000 11.000	0.000 0.000	10.98	0.00	10.98	0.00	10.98	0.00
Biescas	0.000 13.000	0.000 0.000	12.98	0.00	12.98	0.00	12.98	0.00
Llavorsi	0.000 50.000	0.000 0.000	49.98	0.00	49.98	0.00	49.98	0.00
Mediano	0.000 10.000	0.000 0.000	9.98	0.00	9.98	0.00	9.98	0.00
P.Suert	0.000 60.000	0.000 0.000	59.98	0.00	59.98	0.00	59.98	0.00
Sabinani	0.000 5.000	0.000 0.000	4.98	0.00	4.98	0.00	4.98	0.00
Villavic	0.000 10.000	0.000 0.000	9.98	0.00	9.98	0.00	9.98	0.00
Andujar	0.000 15.000	0.000 0.000	14.98	0.00	14.98	0.00	14.98	0.00

Tabela D.2.1 – Resumo comparativo para o cenário de Vazio de Inverno

D.3 – Cenário de Ponta de Verão

Central	Curva de Custos [MW	$\times 10^4$ €]	$P_{inicial}$ [MW]	$C_{inicial}$ [$\times 10^4$ €]	P_{separ} [MW]	C_{separ} [$\times 10^4$€]	P_{redesp} [MW]	C_{redesp} [$\times 10^4$€]
Carregado	0.000 118.000	0.000 1.707	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Carregado	0.000 236.000	0.000 3.414	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Castelo Bode	0.000 34.900 53.000	0.000 0.000 0.181	52.80	0.18	52.81	0.18	52.82	0.18
Castelo Bode	0.000 34.900 53.000	0.000 0.000 0.181	52.80	0.18	52.81	0.18	52.82	0.18
Venda Nova	0.000 29.800 34.000	0.000 0.000 0.042	30.10	0.00	30.16	0.00	30.28	0.00
Venda Nova	0.000 76.700 88.000	0.000 0.000 0.113	77.02	0.00	77.08	0.00	77.23	0.01
Salamonde	0.000 39.800 44.000	0.000 0.000 0.042	43.68	0.04	43.73	0.04	43.79	0.04
Cabril	0.000 69.800 108.000	0.000 0.000 0.382	105.83	0.36	106.68	0.37	82.96	0.13
Caniçada	0.000 29.800 32.000	0.000 0.000 0.022	31.75	0.02	31.78	0.02	31.82	0.02
Bouçã	0.000 22.000	0.000 0.000	21.99	0.00	21.99	0.00	21.99	0.00
Picote	0.000 39.900 65.000	0.000 0.000 0.251	63.69	0.24	64.31	0.24	63.79	0.24
Miranda	0.000 60.000	0.000 0.000	59.99	0.00	59.99	0.00	59.99	0.00
Bemposta	0.000 80.000	0.000 0.000	79.99	0.00	79.99	0.00	79.99	0.00
Alto Rabagão	0.000 29.800 38.000	0.000 0.000 0.082	37.69	0.08	37.74	0.08	37.79	0.08
Tabuaço	0.000 58.000	0.000 0.000	57.99	0.00	57.99	0.00	57.99	0.00
Carrapatelo	0.000 59.700 67.000	0.000 0.000 0.073	66.74	0.07	66.77	0.07	66.78	0.07
Régua	0.000 60.000	0.000 0.000	59.99	0.00	59.99	0.00	59.99	0.00
Fratel	0.000 59.700 88.000	0.000 0.000 0.283	87.44	0.28	87.55	0.28	87.51	0.28
Valeira	0.000 59.800 80.000	0.000 0.000 0.202	79.57	0.20	79.66	0.20	79.66	0.20
Aguieira	0.000 139.500 180.000	0.000 0.000 0.405	179.82	0.40	179.83	0.40	179.84	0.40
Torrão	0.000 39.900 70.000	0.000 0.000 0.301	69.73	0.30	69.76	0.30	69.78	0.30
Torrão	0.000 39.900 70.000	0.000 0.000 0.301	69.73	0.30	69.76	0.30	69.78	0.30

Setúbal	0.000 236.000	0.000 3.334	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Setúbal	0.000 236.000	0.000 3.334	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Setúbal	0.000 236.000	0.000 3.334	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Setúbal	0.000 236.000	0.000 3.334	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	43.01	0.46	45.42	0.49	41.67	0.45
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	99.59	1.07	148.97	1.59	139.86	1.50
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	112.46	1.20	164.28	1.76	171.05	1.83
Sines	0.000 298.000	0.000 3.188	99.59	1.07	148.97	1.59	139.86	1.50
Pego	0.000 292.000	0.000 3.232	0.16	0.00	0.17	0.00	0.17	0.00
Pego	0.000 292.000	0.000 3.232	0.16	0.00	0.17	0.00	0.17	0.00
Turbogas	0.000 660.000	0.000 8.089	0.05	0.00	0.06	0.00	0.06	0.00
Turbogas	0.000 330.000	0.000 4.044	0.05	0.00	0.06	0.00	0.06	0.00
Boimente	0.000 1.700	0.000 0.000	1.59	0.00	1.59	0.00	1.59	0.00
Compostilla	0.000 328.000 410.000 515.100 620.200 681.000	0.000 0.000 0.000 0.143 0.287 0.835	680.81	0.83	680.02	0.83	680.72	0.83
La Robla	0.000 549.000 570.000 583.000 619.100	0.000 0.000 0.112 0.183 0.725	582.96	0.18	582.95	0.18	582.96	0.18
Lada	0.000 300.000 340.000 350.000	0.000 0.000 0.079 0.148	349.94	0.15	349.92	0.15	349.94	0.15
Puentes G. Rodriguez	0.000 864.000 940.000 1025.000 1110.000 1195.000 1280.000 1402.000	0.000 0.000 0.002 0.102 0.212 0.323 0.434 1.533	1401.77	1.53	1400.02	1.52	1401.62	1.53
Soto de Ribera	0.000 375.000 385.000 565.000 590.000 604.000 609.000	0.000 0.000 0.024 2.904 3.329 3.581 3.671	385.03	0.02	385.02	0.02	385.03	0.02
Velilla	0.000 160.000 255.000 343.000	0.000 0.000 0.129 0.279	342.37	0.28	342.36	0.28	342.37	00.28
Sta. Maria de Garoña	0.000 444.000 466.000	0.000 0.000 0.397	444.00	0.00	444.00	0.00	444.00	0.00
Asco	0.000 1916.000	0.000 0.000	1915.99	0.00	1915.99	0.00	1915.99	0.00
Calders	0.000	0.000	84.94	0.27	84.92	0.27	84.94	0.27

	51.200	0.000						
	85.000	0.270						
Sallente	0.000	0.000	225.92	1.10	225.91	1.10	225.92	1.10
	56.500	0.243						
	113.000	0.497						
	169.500	0.785						
	226.000	1.102						
Vandellos	0.000	0.000	1008.99	0.00	1008.99	0.00	1008.99	0.00
	1010.000	0.000						
Almaraz	0.000	0.000	1830.60	0.00	1830.60	0.00	1830.60	0.00
	1830.600	0.000						
	1908.000	1.406						
Cedillo	0.000	0.000	356.87	1.89	356.85	1.89	356.87	1.89
	229.000	1.132						
	309.300	1.566						
	325.200	1.673						
	341.100	1.783						
	357.000	1.894						
Cofrentes	0.000	0.000	1037.40	0.00	1037.40	0.00	1037.40	0.00
	1037.400	0.000						
	1048.200	0.195						
Escombreras	0.000	0.000	549.02	2.67	548.29	2.67	549.00	2.67
	268.000	0.000						
	274.600	0.046						
	549.200	2.675						
JM. Oriol	0.000	0.000	467.97	0.65	467.97	0.65	467.97	0.65
	340.000	0.000						
	468.000	0.647						
La Muela	0.000	0.000	599.86	3.11	599.84	3.11	599.86	3.11
	100.000	0.476						
	150.000	0.721						
	250.000	1.222						
	300.000	1.481						
	400.000	2.013						
	450.000	2.285						
	600.000	3.112						
Olmedill	0.000	0.000	26.19	0.00	26.19	0.00	26.19	0.00
	26.500	0.000						
Trillo	0.000	0.000	993.00	0.00	993.00	0.00	993.00	0.00
	993.000	0.000						
	1065.800	1.313						
Litoral de	0.000	0.000	1118.78	1.22	1118.70	1.22	1118.77	1.22
Almeria	342.000	0.000						
	420.000	0.000						
	755.100	0.419						
	1075.100	0.827						
	1118.900	1.221						
Aguayo	0.000	0.000	339.89	0.94	339.85	0.94	339.89	0.94
	180.000	0.000						
	230.000	0.225						
	280.000	0.465						
	340.000	0.945						
Belesar	0.000	0.000	223.90	0.75	223.89	0.75	223.89	0.75
	30.000	0.000						
	87.000	0.148						
	119.000	0.260						
	154.000	0.418						
	189.000	0.582						
	224.000	0.750						
Aboño	0.000	0.000	864.94	0.11	864.93	0.11	864.95	0.11
	825.000	0.000						
	835.000	0.018						
	845.000	0.038						
	855.000	0.061						
	865.000	0.109						
	885.000	0.469						

Castrelo	0.000	0.000	21.99	0.07	21.98	0.07	21.98	0.07
	22.000	0.066						
Cillamay	0.000	0.000	19.98	0.10	19.98	0.10	19.98	0.10
	20.000	0.096						
Conso	0.000	0.000	151.99	0.32	151.99	0.32	151.99	0.32
	152.000	0.319						
Compostilla	0.000	0.000	460.80	0.44	459.76	0.43	459.13	0.43
	212.000	0.000						
	265.000	0.000						
	360.000	0.128						
	438.000	0.236						
	461.000	0.443						
Mataporq	0.000	0.000	19.98	0.10	19.98	0.10	19.98	0.10
	20.000	0.100						
Meirama	0.000	0.000	534.96	0.25	534.95	0.25	534.96	0.25
	487.000	0.000						
	511.000	0.123						
	535.000	0.250						
	542.400	0.361						
P. Bibey	0.000	0.000	142.30	0.13	142.29	0.13	142.29	0.13
	117.600	0.000						
	123.800	0.030						
	130.000	0.061						
	136.200	0.093						
	142.400	0.127						
Soto de Ribera	0.000	0.000	384.99	0.02	384.98	0.02	368.42	0.00
	375.000	0.000						
	385.000	0.024						
	390.000	0.114						
Prada	0.000	0.000	22.92	0.00	22.70	0.00	22.75	0.00
	22.600	0.000						
	33.000	0.104						
P.E.Sil	0.000	0.000	0.68	0.00	0.68	0.00	0.68	0.00
	0.700	0.003						
S. Este	0.000	0.000	196.86	0.87	196.85	0.87	196.85	0.87
	32.000	0.112						
	57.000	0.207						
	82.000	0.307						
	112.000	0.438						
	142.000	0.586						
	167.000	0.712						
	197.000	0.870						
Sabon	0.000	0.000	423.94	0.44	423.93	0.44	423.94	0.44
	335.000	0.000						
	340.000	0.024						
	400.000	0.318						
	424.000	0.440						
	434.000	0.590						
Santiago	0.000	0.000	25.99	0.00	25.99	0.00	25.99	0.00
	26.000	0.000						
Sobradel	0.000	0.000	8.31	0.00	8.10	0.00	8.13	0.00
	8.000	0.000						
	19.000	0.110						
Guardo	0.000	0.000	143.31	0.17	143.30	0.17	143.31	0.17
	65.000	0.000						
	94.000	0.048						
	120.000	0.094						
	138.000	0.129						
	143.400	0.167						
Aldead	0.000	0.000	117.46	1.06	12.07	0.00	62.58	0.51
	11.900	0.000						
	120.000	1.081						
Ricoba	0.000	0.000	94.85	0.15	79.57	0.00	80.65	0.01
	79.400	0.000						
	99.000	0.196						
Tafalla	0.000	0.000	22.49	0.00	22.49	0.00	22.49	0.00

	22.500	0.000						
Vallejer	0.000 0.900	0.000 0.000	0.89	0.00	0.89	0.00	0.89	0.00
Valparai	0.000 2.000 34.000	0.000 0.000 0.320	2.69	0.01	2.13	0.00	2.25	0.00
Villarin	0.000 94.900 135.000	0.000 0.000 0.401	132.00	0.37	95.07	0.00	100.65	0.06
San Adrian	0.000 90.000 210.000 322.000 412.000 633.000	0.000 0.090 0.630 1.201 2.306 5.020	322.04	1.20	322.01	1.20	322.03	1.20
Besos	0.000 541.600 741.600 831.600 1033.600	0.000 0.000 0.278 1.027 2.707	1033.46	2.71	1033.39	2.71	1033.45	2.71
Biesca	0.000 31.000	0.000 0.000	30.99	0.00	30.99	0.00	30.99	0.00
Escatron	0.000 54.000 65.000	0.000 0.000 0.198	54.00	0.00	54.00	0.00	54.00	0.00
Foix	0.000 180.000 291.000 420.000 500.000	0.000 0.000 0.011 0.527 1.248	499.85	1.25	499.65	1.24	499.84	1.25
Grado	0.000 9.200	0.000 0.000	8.99	0.00	8.99	0.00	8.99	0.00
Llavorsi	0.000 86.600	0.000 0.000	86.59	0.00	86.59	0.00	86.59	0.00
Mediano	0.000 33.000	0.000 0.000	32.99	0.00	32.99	0.00	32.99	0.00
Mequinen	0.000 25.100 81.000	0.000 0.000 0.559	25.65	0.01	25.22	0.00	25.48	0.00
P. Suert	0.000 54.800	0.000 0.000	54.79	0.00	54.79	0.00	54.79	0.00
Ribarroj	0.000 13.000 66.000	0.000 0.000 0.530	13.54	0.01	13.12	0.00	13.37	0.00
Sabinani	0.000 2.200	0.000 0.000	2.19	0.00	2.19	0.00	2.19	0.00
Cercs	0.000 146.000	0.000 0.000	145.99	0.00	145.99	0.00	145.99	0.00
Aceca	0.000 300.000 602.000	0.000 2.745 5.970	300.19	2.75	299.93	2.74	300.16	2.75
Villavic	0.000 34.900	0.000 0.000	34.89	0.00	34.89	0.00	34.89	0.00
Andujar	0.000 40.000	0.000 0.000	39.99	0.00	39.99	0.00	39.99	0.00
Puertollano	0.000 180.000 207.000	0.000 0.000 0.486	180.00	0.00	180.00	0.00	180.00	0.00
Tajo Encantada	0.000 45.000 90.000 135.000 180.000	0.000 0.193 0.396 0.626 0.878	179.93	0.88	179.92	0.88	179.93	0.88

Tabela D.3.1 – Resumo comparativo para o cenário de Ponta de Verão

D.4 – Cenário de Vazio de Verão

Central	Curva de Custos		$P_{inicial}$	$C_{inicial}$	P_{separ}	C_{separ}	P_{redesp}	C_{redesp}
	[MW	$\times 10^4$ €]	[MW]	[$\times 10^4$ €]	[MW]	[M€]	[MW]	[M€]
Carregado	0.000 118.000	0.000 1.618	0.02	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00
Carregado	0.000 118.000	0.000 1.618	0.02	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00
Castelo Bode	0.000 25.000 53.000	0.000 0.000 0.280	25.04	0.00	34.52	0.10	25.05	0.00
Caniçada	0.000 32.000	0.000 0.000	31.99	0.00	31.99	0.00	31.99	0.00
Setúbal	0.000 236.000	0.000 3.120	0.02	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00
Setúbal	0.000 236.000	0.000 3.120	0.02	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00
Sines	0.000 298.000	0.000 2.106	297.84	2.10	297.96	2.11	297.84	2.10
Sines	0.000 298.000	0.000 2.106	297.86	2.11	297.96	2.11	297.86	2.11
Sines	0.000 298.000	0.000 2.106	297.86	2.11	297.96	2.11	297.86	2.11
Sines	0.000 298.000	0.000 2.106	297.86	2.11	297.96	2.11	297.86	2.11
Pego	0.000 292.000	0.000 2.271	228.11	1.77	291.94	2.27	237.51	1.85
Pego	0.000 292.000	0.000 2.271	228.11	1.77	291.94	2.27	237.51	1.85
Turbogas	0.000 660.000	0.000 6.512	0.05	0.00	0.86	0.01	0.07	0.00
Turbogas	0.000 330.000	0.000 3.256	0.05	0.00	0.86	0.01	0.07	0.00
Compostilla	0.000 328.000 410.000 515.100 557.500 620.200 681.000	0.000 0.000 0.000 0.185 0.270 0.396 0.945	620.18	0.40	620.12	0.40	620.17	0.40
La Robla	0.000 370.000 415.000 430.000 505.000 525.000 540.000 550.000 553.000 573.000 583.000 619.100	0.000 0.000 0.062 0.082 0.195 0.218 0.243 0.260 0.276 0.384 0.440 0.981	582.74	0.44	581.80	0.43	582.70	0.44
Lada	0.000 235.000 301.000 368.000 396.000 443.700 495.300	0.000 0.000 0.082 0.187 0.241 0.504 0.851	495.00	0.85	443.19	0.50	494.72	0.85
Puentes G. Rodriguez	0.000 864.000 940.000 1280.000 1404.000	0.000 0.000 0.000 0.563 1.680	1280.02	0.56	1279.97	0.56	1280.01	0.56

Velilla	0.000	0.000	342.26	0.35	333.07	0.29	342.22	0.35
	160.000	0.000						
	255.000	0.145						
	333.000	0.290						
	342.400	0.349						
Sta. Maria	0.000	0.000	442.00	0.00	441.99	0.00	441.99	0.00
de Garoña	442.000	0.000						
	466.000	0.433						
Asco	0.000	0.000	1934.99	0.00	1934.98	0.00	1934.98	0.00
	1935.000	0.000						
Vandellos	0.000	0.000	955.99	0.00	955.98	0.00	955.98	0.00
	956.000	0.000						
Almaraz	0.000	0.000	1809.50	0.00	1809.49	0.00	1809.50	0.00
	1809.500	0.000						
	1906.900	1.756						
Cofrentes	0.000	0.000	960.50	0.00	960.49	0.00	960.49	0.00
	960.500	0.000						
	1055.100	1.706						
Trillo	0.000	0.000	988.90	0.00	988.89	0.00	988.90	0.00
	988.900	0.000						
	1065.800	1.386						
Litoral de	0.000	0.000	1118.59	1.12	1075.11	0.80	1101.90	1.00
Almeria	342.000	0.000						
	420.000	0.000						
	755.100	0.386						
	953.600	0.617						
	984.000	0.663						
	1014.400	0.709						
	1044.800	0.757						
	1075.200	0.804						
	1119.000	1.120						
Aboño	0.000	0.000	429.82	0.50	420.17	0.44	429.79	0.50
	180.000	0.000						
	230.000	0.076						
	280.000	0.162						
	330.000	0.258						
	370.000	0.335						
	420.000	0.441						
	430.000	0.501						
	450.000	0.862						
Compostilla	0.000	0.000	438.00	0.32	437.95	0.32	437.99	0.32
	212.000	0.000						
	265.000	0.000						
	360.000	0.167						
	438.000	0.324						
	461.000	0.531						
Lubian	0.000	0.000	10.99	0.00	10.98	0.00	10.99	0.00
	11.000	0.000						
Mataporq	0.000	0.000	6.99	0.00	6.98	0.00	6.99	0.00
	7.000	0.000						
Meirama	0.000	0.000	534.93	0.56	513.75	0.44	534.91	0.56
	330.000	0.000						
	490.000	0.300						
	535.000	0.565						
	542.400	0.676						
Soto de	0.000	0.000	54.91	0.06	45.30	0.00	54.89	0.06
Ribera	45.000	0.000						
	55.000	0.060						
	60.000	0.150						
S. Esteba	0.000	0.000	36.03	0.00	36.01	0.00	36.02	0.00
	36.000	0.000						
	66.000	0.300						
Santiago	0.000	0.000	2.03	0.00	2.01	0.00	2.02	0.00
	2.000	0.000						
	7.000	0.050						

Sobradel	0.000	0.000	2.03	0.00	2.01	0.00	2.02	0.00
	2.000	0.000						
	17.000	0.150						
Suido	0.000	0.000	1.99	0.00	1.98	0.00	1.99	0.00
	2.000	0.000						
Guardo	0.000	0.000	138.25	0.15	137.98	0.15	138.10	0.15
	65.000	0.000						
	94.000	0.054						
	138.000	0.150						
	143.400	0.191						
Aldead	0.000	0.000	20.03	0.00	20.01	0.00	20.02	0.00
	20.000	0.000						
	120.000	1.000						
Quel	0.000	0.000	8.99	0.00	8.98	0.00	8.99	0.00
	9.000	0.000						
Ricoba	0.000	0.000	13.03	0.00	13.01	0.00	13.02	0.00
	13.000	0.000						
	33.000	0.200						
Tafalla	0.000	0.000	8.99	0.00	8.98	0.00	8.99	0.00
	9.000	0.000						
Vallejer	0.000	0.000	21.99	0.00	21.98	0.00	21.99	0.00
	22.000	0.000						
San Adrian	0.000	0.000	621.90	1.90	621.83	1.90	621.89	1.90
	90.000	0.000						
	180.000	0.090						
	402.000	0.978						
	622.000	1.903						
Bellicen	0.000	0.000	5.99	0.00	5.98	0.00	5.99	0.00
	6.000	0.000						
Besos	0.000	0.000	526.40	0.37	526.36	0.37	526.39	0.37
	330.000	0.000						
	488.400	0.294						
	526.400	0.366						
	726.400	2.167						
Biescas	0.000	0.000	5.02	0.00	5.01	0.00	5.02	0.00
	5.000	0.000						
	31.000	0.260						
Grado	0.000	0.000	12.02	0.00	12.01	0.00	12.05	0.00
	12.000	0.000						
	18.000	0.060						
Llavorsi	0.000	0.000	17.02	0.00	17.01	0.00	17.02	0.00
	17.000	0.000						
	26.000	0.090						
Mediano	0.000	0.000	23.02	0.00	23.01	0.00	23.04	0.00
	23.000	0.000						
	33.000	0.100						
P. Suert	0.000	0.000	10.02	0.00	10.01	0.00	10.03	0.00
	10.000	0.000						
	16.000	0.060						
Ribarroj	0.000	0.000	25.02	0.00	25.01	0.00	28.58	0.04
	25.000	0.000						
	66.000	0.410						
Sabinani	0.000	0.000	1.99	0.00	1.98	0.00	1.99	0.00
	2.000	0.000						
Andujar	0.000	0.000	18.99	0.00	18.98	0.00	18.99	0.00
	19.000	0.000						
Cristobal Colon	0.000	0.000	0.23	0.00	0.07	0.00	0.16	0.00
	100.000	0.880						
	225.0	2.198						

Puertollano	0.000	0.000	179.96	0.20	179.94	0.20	179.95	0.20
	100.000	0.000						
	130.000	0.068						
	180.000	0.203						
	206.000	0.671						

Tabela D.4.1 – Resumo comparativo para o cenário de Vazio de Verão

Referências Bibliográficas

[1] – "*A decade of electricity deregulation: Fundamentals, Experiences, and Lessons to be learned*", 14th Power Systems Computation Conference, Sevilha, 24 de Junho de 2002.

[2] – AMARAL, LUÍS MIRA. "*Os mercados de energia eléctrica*", Diário Económico, 16 de Outubro de 2002.

[3] – AMARAL, LUÍS MIRA. "*O Mercado Ibérico de Electricidade*", Diário Económico, 30 de Outubro de 2002.

[4] – AMARAL, LUÍS MIRA. "*O MIBEL e os custos de transição para a concorrência*", Diário Económico, 13 de Novembro de 2002.

[5] – "*Asignación de la Capacidad de Intercambio de las Interconexiones Internacionales. Criterios para una Gestión Conjunta por los Operadores de Sistema*", Documento baseado no acordo RTE-REE apresentado às autoridades reguladoras de França y Espanha, Fevereiro de 2002.

[6] – ASSOCIATION OF EUROPEAN POWER EXCHANGES. "*Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion: Decentralised Market Coupling*". Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum, 8 de Julho de 2003.

[7] – BIRNBAUM, L., Aguila, José María del, *et al*. "*Why electricity markets go haywire*", The McKinsey Quarterly, Número 1, 2002.

[8] – BORNARD, Pierre. "*Market Power and Congestion Management*", Zürich ETSO SC, Outubro de 2003.

[9] – BORREGO, JORGE. "*Mercado Ibérico da Electricidade*", Sessão Pública sobre o Mercado Ibérico de Electricidade, Lisboa, 25 de Fevereiro de 2002.

[10] – CLARKE, L., LEE, M. "*The Interaction Between The System Operator and The Market Functions in England and Wales*", National Grid, UK.

[11] – COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA, ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO. "*Breve Comparação dos Sistemas Eléctricos de Espanha e Portugal*", Fevereiro de 2002.

[12] – COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA, ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO. "*Mercado Ibérico de Electricidade – Documento de Discussão*", Dezembro de 2001.

[13] – COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA, ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO. "*Relatório de Etapa sobre o Mercado Ibérico de Electricidade. Pontos de Convergência e Questões em Aberto*", Sessão Pública, Barcelona, 26 de Fevereiro de 2002.

[14] – "*Directive 2003/54/EC of the European Parliament of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC*", Official Journal of the European Union, 15 de Julho de 2003.

[15] – ELKRAFT. "*Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003. Final report on the course of events*", 4 de Novembro de 2003.

[16] – ENDESA. "*Opinión de Endesa Sobre el Documento de los Reguladores Español y Portugués: 'Mercado Iberico de Electricidad. Documento de discusión' de Diciembre de 2001*", 25 de Janeiro de 2002.

[17] – ERSE e CNE. "*Breve Comparação dos Sistemas Eléctricos de Espanha e Portugal*", Fevereiro de 2002

[18] – ETSO. "*Congestion Management – Moving forward alongside the ETSO Vision*", EU Electricity Regulators Forum, Roma, 17 e 18 de Outubro de 2002.

[19] – ETSO. "*Co-operation with Power Exchanges*", 26 de Agosto de 2002.

[20] – ETSO. "*Co-ordinated Auctioning – A market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks*", Abril de 2001.

[21] – ETSO. "*Co-ordinated Congestion Management – An ETSO Vision*", Fevereiro de 2002.

[22] – ETSO. "*Co-ordinated Use of Power Exchanges for Congestion Management*", Abril de 2001.

[23] – ETSO. "*Counter Measures for Congestion Management – Definitions and Basic Concepts*", Junho de 2003.

[24] – ETSO. "*Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets*", Abril de 2001.

[25] – ETSO. "*Design Options for Implementation of a Co-ordinated Transmission Auction*", Fevereiro de 2002.

[26] – ETSO. "*Evaluation of Congestion Management Methods for Cross-Border Transmission*", Novembro de 1999.

[27] – ETSO. "*General Guidelines for Joint Cross-Border Redispatch*", Junho de 2003.

[28] – ETSO. "*Outline proposals for a Co-ordinated Congestion Management Scheme based on the ETSO Vision*", Setembro de 2002.

[29] – ETSO. "*Position Paper on Congestion Management*", Abril de 2001.

[30] – ETSO. "*Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts*", Fevereiro de 2002.

[31] – EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS. "*EFET recommendations for objective quantification and allocation of continental European cross border power transmission capacity*", Abril de 2003.

[32] – EUROPEX. "*Congestion Management: View of Market Operators*", Cross Border Trade & Congestion Management Meeting, Bruxelas, 7 de Maio de 2002.

[33] – FERNÁNDEZ GONZÁLEZ, J.L., LLORÉNS CASADO, M.L., CRESPO MARCELO, F. "*Transmission Constraints Solution and Ancillary Servies Management in an Open Market Framework. Main Results of a Two Years' Operational Experience in Spain*", Red Eléctrica de España S.A., Espanha.

[34] – FLATABO, N., DOORMAN, G., GRANDE, OVE S. *et al*. "*Experience With the Nord Pool Design and Implementation*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, Número 2, Maio de 2003.

[35] – GONZALEZ, JOSE J., BASAGOITI, PEDRO. "*Spanish Power Exchange Market and Information System. Design concepts, and operating experience*".

[36] – HESMONDHALGH, SERENA. "*Is NETA the Blueprint for Wholesale Electricity Trading Arrangements of the Future?*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, Número 2, Maio de 2003.

[37] – HUNT, SALLY. "*Making competition work in electricity*", John Wiley & Sons, Inc., 1996

[38] – IBERDROLA. "*Comentarios al Documento de Consultas Sobre el Mercado Iberico Presentado por los Reguladores Portugués y Español*", Madrid, 25 de Janeiro de 2002.

[39] – IMHOF, KARL. "*The UCTE Day Ahead Congestion Forecast*", Suíça.

[40] – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. "*Competition in Electricity Markets*", OECD/IEA, 2001.

[41] – JORGENSEN, PETER. "*Current Methods of Congestion Management: Market Splitting – the Nordic Implementation and further Potentiality*", Conference on Cross-Border Tariff Mechanism and Congestion Management, Bruxelas, 7 de Maio de 2002.

[42] – LOPES, PEÇAS. "*Mercado Ibérico de Electricidade – Proposta para a gestão em "tempo real" dos congestionamentos nas interligações*", 14 de Julho de 2003.

[43] – MARTÍN, CARLOS SOLÉ. "*El Mercado Ibérico de Electricidad – Experiencia Internacional com la Liberalización de la Energía: Lecciones para Europa*", Oviedo, 4 de Julho de 2002.

[44] – NEWBERY, DAVID M. "*The Regulator's Review of the English Electricity Pool*", Department of Applied Economics, Cambridge, UK, 18 de Agosto de 1998.

[45] – "*Ninth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum*", Roma, 17 e 18 de Outubro de 2002.

[46] – "*NORD POOL Annual Report 2002*", 2002.

[47] – OMEL. "*Comentarios de la Compañia Operadora del Mercado al Documento de Discusion Sobre el Diseño del Mercado Iberico de Electricidad Elaborado por la Comisión Nacional de Energia y la Entidade Reguladora do Sector Eléctrico*", Madrid, 24 de Janeiro de 2002.

[48] – PAIVA, JOSÉ P. SUCENA. “*Análise de Redes e Sistemas de Energia Eléctrica*”, Instituto Superior Técnico, Lisboa.

[49] – PAIVA, JOSÉ P. SUCENA, JESUS, JOSÉ M. FERREIRA. “*Mercado Ibérico de Electricidade: Comentários ao Documento de Discussão CNE-ERSE de Dezembro de 2001*”, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Janeiro de 2002.

[50] – PÉREZ-DE-TUDELA, CARLOS OCAÑA. “*Cinco años de competencia en el mercado español de electricidad; una valoración*”, RED ENERGETICA, Ano 1, Junho de 2003.

[51] – PINTO, MARTA. “*A Study on the Deregulation of the Electricity Sector and the Implications for the Portuguese Market*”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia e Gestão de Tecnologia, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Janeiro de 2001.

[52] – POWER TECHNOLOGIES. “*Program Operation Manual*”, PSS/E-27, Dezembro de 2000.

[53] – POWER TECHNOLOGIES. “*PSS/E OPF Manual*”, PSS/E-27, Dezembro de 2000.

[54] – RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. “*Gestión de las Interconexiones Internacionales – Procedimiento Cuarto*”, Espanha, 20 de Setembro de 1999.

[55] – RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. “*Respuestas a las Cuestiones Planteadas por la CNE y el ERSE en el Documento: Mercado Iberico de la Electricidad – Documento de discusión*”, 31 de Janeiro de 2002.

[56] – RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. “*Sistema de Subastas para la Asignación de Capacidad de Intercambio en la Interconexión Francia – España*”, Espanha, Abril de 2002.

[57] – REDE ELÉCTRICA NACIONAL. “*Mercado Ibérico de Electricidade: Resposta da REN ao Documento de Discussão da ERSE e da CNE*”, Lisboa, 24 de Janeiro de 2002.

[58] – SÁ, JOSÉ LUÍS COSTA PINTO. “*Textos de Apoio à cadeira de Protecções e Automação em Sistemas de Energia*”, Março de 1993.

[59] – SANTANA, JOÃO. “*Energy Market Liberalisation: The Regulator Perspective*”, Mestrado em Engenharia e Gestão da Tecnologia, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 11 de Outubro de 2003.

[60] – SARAIVA, JOÃO TOMÉ. “*O Mercado de Electricidade em Espanha*”, FEUP, Fevereiro de 2003.

[61] – STOFT, STEVEN. “*Power System Economics – Designing Markets for Electricity*”, IEEE Press, John Wiley & Sons, Inc., 2002.

[62] – STRIDBAEK, ULRIK. “*The Tender Procedure and Other Market Aspects*”, 15 de Setembro de 2003.

[63] – SVENSKA KRAFTNÄT. “*The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23 2003*”, 2 de Outubro de 2003.

[64] – SVENSKA KRAFTNÄT. “*The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät*”, Novembro de 2001.

[65] – UCTE. “*Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*”, 27 de Outubro de 2003.

[66] – UCTE. “*Load Flow and Congestion Forecast – Description of the Method for a Common Procedure in UCTE*”, 26 de Junho de 2002.

[67] – UNION OF THE ELECTRICITY INDUSTRY. “*Congestion management and allocation of interconnection capacity*”, Setembro de 2000.

[68] – U.S./Canada Power System Outage Task Force. “*August 14, 2003 Outage: Sequence of Events*”, 12 de Setembro de 2003.

[69] – U.S./Canada Power System Outage Task Force. “*Interim Report: Causes of the August 14^th^ Blackout in the United States and Canada*”, Novembro de 2003.

[70] – VASCONCELOS, JORGE. “*Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*”, Sessão Pública sobre o Mercado Ibérico de Electricidade, Lisboa, 25 de Fevereiro de 2002.

Glossário

ALTA TENSÃO	Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.
ÁREA DE CONTROLO	Sistema de energia eléctrica ou combinação de sistemas ao qual se aplica um esquema de controlo automático por forma a: 1) igualar, em cada instante, as potências produzida e consumida; 2) manter, dentro de limites definidos, o programa de troca de energia com outras áreas de controlo; 3) manter a frequência do sistema eléctrico dentro de limites definidos; 4) providenciar capacidade de reserva de geração suficiente.
BARRAMENTO	Designação de um nó ao qual se ligam outros elementos da rede eléctrica.
CIRCUITO	Condutor ou conjunto de condutores através dos quais a corrente eléctrica flui.
COMERCIALIZADOR	Um agente comercializador de energia eléctrica é aquele que, acedendo às redes de transporte ou distribuição, tem como função a venda de energia eléctrica aos consumidores qualificados.
CONTINGÊNCIA	A falha ou disparo inesperado de um componente do sistema, como um gerador, uma linha ou um disjuntor. A uma contingência podem estar associados múltiplos componentes, relacionados por eventos que podem desencadear disparos simultâneos.
CONTRATO BILATERAL FÍSICO	Contrato directo entre um produtor e um consumidor (ou comercializador), à margem de uma possível bolsa de energia, em que o primeiro se compromete a colocar na rede e o segundo a receber a energia eléctrica contratada.
CONTROLO PRIMÁRIO	Controlo automático associado à actuação dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos da rede.
CONTROLO SECUNDÁRIO	Controlo com uma actuação a nível de zona, realizado também pelos reguladores de tensão dos grupos síncronos a partir de consignas de tensão enviadas pelo operador de sistema, para assim optimizar a gestão do sistema.
CONTROLO TERCIÁRIO	Controlo não automático associado à optimização da programação horária de exploração do sistema.

CORRENTE ELÉCTRICA	Fluxo de electrões num condutor eléctrico, normalmente medida em Ampere.
CURTO-CIRCUITO	Percurso de baixa impedância criado de forma não intencional, que pode resultar em correntes eléctricas muito superiores aos limites normais de operação.
DESPACHO	Operação e controlo do sistema, em particular no que respeita à determinação da potência a produzir por cada gerador. Despacho económico é aquele que minimiza o custo de produção dadas as restrições impostas pela rede.
DESLASTRE	Processo de remoção deliberada, manual ou automática, de consumidores seleccionados, em resposta a uma condição anormal, por forma a manter a integridade do sistema e a minimizar disparos.
DESREGULAÇÃO	Significa cessar a regulação, ou seja, retirar o controlo dos preços e as barreiras à entrada.
DISJUNTOR	Interruptor, associado a um elemento da rede, capaz de abrir ou fechar o circuito em resposta a um comando proveniente, por norma, de um relé.
FREQUÊNCIA	Número de alternâncias completas ou de ciclos por segundo de uma corrente alternada, medida em Hertz. A frequência standard na Europa Continental é 50 Hz.
GERAÇÃO ELÉCTRICA	Processo de produção de energia eléctrica, a partir de outras formas de energia.
GERADOR	Aparelho electromecânico utilizado para converter energia mecânica em energia eléctrica.
ILHA ELÉCTRICA	Parte de um sistema que se encontra desligada por via da abertura de elementos de interligação.
IMPEDÂNCIA	Total dos efeitos de um circuito que se opõem ao fluxo de corrente alternada e que consistem em indutância, capacitância e resistência sendo medida em ohm.
INTERLIGAÇÃO	Elementos que ligam dois sistemas ou áreas de controlo.
MÉDIA TENSÃO	Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

MUITO ALTA TENSÃO — Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

OPERADOR DE SISTEMA — Indivíduo ou entidade responsável pela monitorização e controlo em tempo real de um sistema eléctrico.

PODER DE MERCADO — Capacidade que uma empresa, ou grupo de empresas, tem de elevar o preço de mercado acima do valor que este teria nas condições de competição perfeita, ou seja, acima do custo marginal.

POTÊNCIA ACTIVA — Taxa à qual se realiza trabalho ou se transfere energia. Normalmente medida em watt. O termo Activa é utilizado para diferenciar de Potência Reactiva e de Potência Aparente.

POTÊNCIA APARENTE — Produto dos fasores da tensão e da corrente. Compreende as parcelas activa e reactiva da potência e é usualmente expressa em Volt.Ampere.

POTÊNCIA REACTIVA — Parcela de electricidade que estabelece e mantém os campos eléctricos e magnético de um equipamento de corrente alternada sendo normalmente medida em Volt.Amperereactivo. Produto matemático da tensão pela corrente consumida por cargas reactivas.

PROGRAMA DE INTERLIGAÇÃO — Energia programada para fluir nas linhas que interligam duas áreas de controlo.

PRODUTOR — Um agente produtor de energia eléctrica é aquele que tem a função de gerar energia eléctrica, assim como de construir, operar e manter as centrais de produção.

REESTRUTURAÇÃO — Significa alterar as empresas existentes: separar algumas funções, combinar outras e por vezes criar novas empresas. Os objectivos são impedir comportamentos discriminatórios, criar mais competidores ou consolidar a transmissão numa região.

RELÉ — Equipamento que controla a abertura e o fecho dos disjuntores, em função de medidas que adquire por via dos transformadores de corrente e de tensão instalados nas subestações.

RESISTÊNCIA — Característica de materiais que restringem o fluxo de corrente num circuito eléctrico, normalmente medida em ohm.

SOBRECARGA	Estado no qual um elemento de transmissão excede o limite normal de operação do condutor eléctrico.
SUBESTAÇÃO	Local onde se encontra instalado equipamento que varia e regula a tensão eléctrica.
TENSÃO	Força eléctrica que motiva o fluxo de corrente num circuito eléctrico, normalmente medida em Volt.
TRANSFORMADOR	Aparelho que opera com base em princípios magnéticos por forma a baixar ou subir a tensão.